



TUGAS AKHIR - MO 141326

# ANALISIS KEANDALAN PIPA TERHADAP KELELAHAN AKIBAT *PITTING CORROSION*

DIMAS WAHYU ARIE CHANDRA

NRP. 4311 100 005

Dosen Pembimbing:

Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D., MRINA.

Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Tekonolgi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2016



FINAL PROJECT - MO 141326

# RELIABILITY ANALYSIS OF PIPELINES TO FATIGUE DUE TO PITTING CORROSION

Dimas Wahyu Arie Chandra

REG. 4311 100 005

Supervisors:

Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D., MRINA.

Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING

Faculty of Marine Technology

Sepuluh Nopember Institute of Technology

Surabaya 2016

# ANALISIS KEANDALAN PIPA TERHADAP UMUR KELELAHAN AKIBAT *PITTING CORROSION*

## TUGAS AKHIR

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada Program Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh :

**DIMAS WAHYU ARIE CHANDRA**

NRP. 4311 100 005

Disetujui oleh :



1. Prof. Dr. Daniel M. Rosyid, Ph.D., MRINA.

(Pembimbing 1)

2. Dr. Eng. Yeyes Sullyadi, S.T., M.Sc.

(Pembimbing 2)

3. Prof. Ir. Soegiono

(Penguji 1)

4. Darta Marina Chamelia, S.T., M.T.

(Penguji 2)

SURABAYA, JANUARI 2016

**ANALISA KEANDALAN PIPA TERHADAP KELELAHAN AKIBAT  
*PITTING CORROSION***

**Nama Mahasiswa** : Dimas Wahyu Arie Chandra  
**NRP** : 4311100005  
**Jurusan** : Teknik Kelautan FTK – ITS  
**Dosen Pembimbing** : Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.  
Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

**Abstrak**

Jaringan pipa bawah laut merupakan sarana transportasi yang sangat efisien dan ekonomis dalam mengalirkan fluida dari satu tempat ke tempat lainnya dengan jarak yang relatif jauh. Dalam sistem perpipaan bawah laut, salah satu permasalahan utama yang tidak bisa dihindari adalah korosi. Fenomena ini akan bertambah parah dengan material gas yang korosif dan waktu operasi pipa yang sudah mencapai 38 tahun. Pada tugas akhir ini, analisa keandalan pipa terhadap kelelahan yang dilakukan terdiri dari analisis *stress intensity factor* (SIF) dari *pipelines*, perhitungan umur kelelahan pipa setelah terkorosi, serta analisa keandalan pipa. Berdasarkan hasil perhitungan tegangan, didapatkan *stress intensity factor* sebesar  $5,88 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$  dan masih memenuhi besarnya nilai *fracture toughness* sebesar  $61,41 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ . Untuk hasil perhitungan analisa kelelahan berupa umur kelelahan pada setiap titik korosi dengan umur pipa pada korosi paling dalam yaitu 15 tahun sesuai dengan ketebalan minimum yang diijinkan DNV RP F101 yaitu 70% dari ketebalan. Sedangkan untuk perhitungan keandalan pipa didapatkan keandalan pipa sebesar 0,99 yang diperoleh dari hasil percobaan sebanyak 25000 kali. Hal ini menunjukkan bahwa pipa masih bisa beroperasi meskipun telah melewati batas toleransi yang ditentukan oleh DNV RP F101.

Kata kunci : *stress intensity factor*, kelelahan, *pipelines*, *pitting corrosion*, keandalan.

# **RELIABILITY ANALYSIS OF PIPELINES TO FATIGUE DUE TO PITTING CORROSION**

**Name** : Dimas Wahyu Arie Chandra  
**NRP** : 4311100005  
**Department** : Ocean Engineering FTK – ITS  
**Supervisors** : Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.  
Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.

## **Abstract**

Underwater Pipeline is an efficient and profitable in terms of transporting fluids from one place to another in a considerably far distance. In terms of underwater pipeline, one of the main reasons to exist is corrosion. This risk would get even worse if the transported fluid properties are corrosive and the pipeline has reached above 38 years lifespan. In this final project, pipeline reliability analysis will be conducted, including stress intensity factor ( $K_I$ ) from pipeline, corroded pipeline fatigue lifespan calculation, and pipeline reliability analysis. Based on the of stress calculation, the output of SIF amount is  $5.88 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ , this number still fulfil the amount of fracture toughness valued  $61.41 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ . The calculation of fatigue analysis produced fatigue lifespan on every corrosion spot, with the corroded pipeline lifespan calculation reached only 15 years, according to DNV RP F101 which is 70% from the initial thickness. Last the pipeline reliability calculation produced pipeline reliability in the amount of 0.99, which is obtained through 25,000 trial. This value concluded that the pipeline can still operate although it has passed the limit of tolerance from DNV RP F101.

**Keywords:** *stress intensity factor, fatigue, pipelines, pitting corrosion, reliability*

## KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr. Wb.

Alhamdulillah, puji syukur senantiasa penulis haturkan atas kehadiran Allah SWT untuk segala nikmat, rahmat, dan hidayah-Nya sehingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan baik dan lancar. Adapun judul dari Tugas Akhir ini adalah **“ANALISIS KEANDALAN PIPA TERHADAP KELELAHAN AKIBAT *PITTING CORROSION*”**

Perlu diketahui, penyusunan Tugas Akhir ini dilakukan sebagai pemenuhan persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan (FTK), Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya (ITS). Dalam Tugas Akhir ini, pengaruh *pitting corrosion* terhadap kelelahan dari suatu pipa yang telah beroperasi selama 38 tahun sehingga perlu dilakukan analisa keandalan untuk mengetahui peluang gagal dan sukses pipa tersebut sebagai pembahasan utama dalam laporan ini.

Besar kesadaran penulis mengenai banyaknya kekurangan dalam laporan ini sehingga kritk dan saran sangat dibutuhkan dalam menyempurnakan laporan selanjutnya. Semoga, laporan ini dapat bermanfaat bagi perkembangan teknologi kemaritiman dan industri migas (minyak dan gas) di Indonesia terkhusus pada bidang *pipelines* bagi pembaca umumnya dan penulis khususnya.

Wassalamualaikum Wr. Wb.

Surabaya, Januari 2016

Penulis

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN .....</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>iv</b>
<b>ABTRACT .....</b>	<b>v</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>vi</b>
<b>UCAPAN TERIMA KASIH .....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR ISI .....</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	<b>xii</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR NOTASI .....</b>	<b>xiv</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	<b>xv</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang Masalah .....	1
1.2. Perumusan Masalah .....	3
1.3. Tujuan .....	3
1.4. Manfaat Penelitian .....	3
1.5. Batasan Masalah .....	4
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI .....</b>	<b>5</b>
2.1. Tinjauan Pustaka .....	5
2.2. Dasar Teori .....	6
2.2.1. <i>Pitting Corrosion</i> .....	6
2.2.2. <i>Hoop Stress</i> .....	7
2.2.3. <i>Fracture Mechanics</i> .....	7
2.2.3.1. LEFM .....	8
2.2.3.2. EPFM .....	9
2.2.4. Mekanisme Kepecahan .....	9
2.2.5. <i>Stress Intensity Factor (SIF)</i> .....	11
2.2.6. Laju Perambatan Retak ( <i>Crack Propagation</i> ) .....	15

2.2.7. Perhitungan Umur Kelelahan .....	17
2.2.8. Keandalan .....	18
2.2.9. Moda Kegagalan .....	19
2.2.10. Simulasi Monte Carlo .....	19
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>21</b>
3.1. Metode Penelitian.....	21
3.2. Analisis Kelelahan Pipa .....	22
3.3. Analisis Keandalan Pipa .....	24
<b>BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>27</b>
4.1. Analisis Data .....	27
4.1.1. Data Pipa .....	29
4.1.2. Data Inspeksi .....	29
4.2. Analisis.....	30
4.2.1. Analisis <i>Hoop Stress</i> .....	30
4.2.2. Perhitungan <i>Stress Intensity Factor</i> (SIF atau $K_I$ ) .....	32
4.3. Permodelan pada <i>Software</i> .....	36
4.3.1. Permodelan Struktur Pipa .....	37
4.3.2. Kondisi Batas dan Pembebanan .....	37
4.3.3. <i>Meshing</i> Retak dan <i>Running SIF</i> .....	40
4.4. Validasi Perhitungan dan Permodelan.....	42
4.5. Kecepatan Perambatan Retak .....	44
4.5.1. Perhitungan <i>Range Stress Intensity Factor</i> ( $\Delta K$ ) .....	44
4.5.2. Parameter Keretakan .....	44
4.5.3. Laju Perambatan Retak ( <i>Crack Propagation</i> ) .....	44
4.5.4. Perhitungan Umur Kelelahan .....	45
4.6. Analisis Keandalan .....	47
4.6.1. Moda Kegagalan .....	47
4.6.2. Variabel Acak .....	48
4.6.3. Peluang Kegagalan .....	49



<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>51</b>
5.1. Kesimpulan.....	51
5.2. Saran .....	51
 <b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>53</b>
<b>LAMPIRAN</b>	
<b>BIODATA PENULIS</b>	

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b> <i>Pitting Corrosion</i> .....	6
<b>Gambar 2.2</b> Tiga Mode Deformasi .....	8
<b>Gambar 2.3</b> Sistem Koordinat dan Komponen di Depan Ujung Retak .....	13
<b>Gambar 2.4</b> Bentuk Arah Tegangan .....	13
<b>Gambar 2.5</b> Asumsi Retak Awal yang Terjadi pada Pipa .....	14
<b>Gambar 2.6</b> Grafik Parameter Cacat .....	15
<b>Gambar 2.7</b> Grafik Laju Perambatan Retak .....	16
<b>Gambar 3.1</b> Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir .....	21
<b>Gambar 3.2</b> Diagram Alir Perhitungan Umur Kelelahan .....	22
<b>Gambar 3.3</b> Diagram Alir Perhitungan Keandalan Pipa .....	24
<b>Gambar 4.1</b> Jalur <i>Pipelines</i> Sepinggan <i>Field</i> .....	28
<b>Gambar 4.2</b> Letak <i>Pipelines</i> yang Ditinjau .....	28
<b>Gambar 4.3</b> Ilustrasi Letak <i>Pitting Corrosion</i> .....	30
<b>Gambar 4.4</b> Bentuk Arah Tegangan, Tekanan, dan Gaya dalam Pipa .....	32
<b>Gambar 4.5</b> Parameter Cacat Retak pada Kondisi <i>Surface Crack</i> .....	34
<b>Gambar 4.6</b> Permodelan Pipa Sepanjang 0,4 meter .....	37
<b>Gambar 4.7</b> Tumpuan <i>Pin</i> .....	38
<b>Gambar 4.8</b> Tumpuan <i>Roll</i> .....	39
<b>Gambar 4.9</b> Pembebanan pada Pipa .....	39
<b>Gambar 4.10</b> <i>Meshing Pitting Corrosion</i> .....	40
<b>Gambar 4.11</b> Model <i>Meshing</i> Retak <i>Pitting Corrosion</i> .....	41
<b>Gambar 4.12</b> Hasil <i>Running</i> nilai SIF <i>mode I</i> pada <i>Software</i> .....	42

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 4.1</b> Data Umum Pipa .....	29
<b>Tabel 4.2</b> Data Inspeksi <i>Pitting Corrosion</i> .....	30
<b>Tabel 4.3</b> Harga Q dengan Pembebanan Maksimum .....	34
<b>Tabel 4.4</b> Harga Q dengan Pembebanan Minimum .....	35
<b>Tabel 4.5</b> Hasil Perhitungan SIF <i>Mode I</i> dengan Pembebanan Maksimum .....	35
<b>Tabel 4.6</b> Hasil Perhitungan SIF <i>Mode I</i> dengan Pembebanan Minimum .....	36
<b>Tabel 4.7</b> Kondisi Batas .....	38
<b>Tabel 4.8</b> Pembebanan pada Permodelan .....	39
<b>Tabel 4.9</b> Hasil <i>Meshing</i> dan <i>Running</i> SIF .....	41
<b>Tabel 4.10</b> Hasil Perhitungan SIF pada <i>Software</i> .....	42
<b>Tabel 4.11</b> Validasi SIF saat Pembebanan Maksimum .....	43
<b>Tabel 4.12</b> Validasi SIF saat Pembebanan Minimum .....	43
<b>Tabel 4.13</b> <i>Range Stress Intensity Factor</i> ( $\Delta K$ ) .....	44
<b>Tabel 4.14</b> Laju Perambatan Korosi ( <i>Crack Propagation</i> ) .....	45
<b>Tabel 4.15</b> Umur kelelahan pipa sampai ketebalan yang diijinkan .....	46
<b>Tabel 4.16</b> Perhitungan umur kelelahan pada setiap titik korosi .....	47
<b>Tabel 4.17</b> Statistik Parameter .....	49
<b>Tabel 4.18</b> Komparasi Keandalan pada setiap Model .....	49

## DAFTAR NOTASI

$H_s$	: <i>Hoop stress</i> (MPa)
$S_{ys}$	: Tegangan <i>Yield Strength</i> (MPa)
$P_i$	: Tekanan intenal pipa (MPa)
$D$	: Diameter pipa (meter)
$T$	: Tebal pipa (meter)
$K_I$	: <i>Stress Intensity Factor</i> (MPa $\sqrt{m}$ )
$S_x$	: Tegangan normal (MPa)
$T_{xy}$	: Tegangan geser bidang x arah sumbu y (MPa)
$r$	: Jarak <i>crack tip</i> dengan <i>node</i> yang ditinjau (meter)
$\theta$	: Sudut antara <i>node</i> yang ditinjau dengan sumbu x
$\nu$	: <i>Poisson's ratio</i>
$a$	: Kedalaman retak / korosi (meter)
$c$	: Panjang retak / korosi (meter)
$Q$	: Parameter cacat
$da/dN$	: Kecepatan perambatan retak (m/ <i>cycle</i> )
$\Delta K$	: <i>Range</i> faktor intensitas tegangan (MPa $\sqrt{m}$ )
$K_c$	: Harga kritis K (MPa $\sqrt{m}$ )
$R$	: Rasio tegangan = $S_{min}/S_{max}$ (MPa)
$C$	: Parameter keretakan
$m$	: Parameter keretakan
$N$	: Jumlah siklus sampai patahnya konstruksi
$a_f$	: Kedalaman retak setelah pembebanan (meter)
$a_i$	: Kedalaman retak sebelum pembebanan (meter)
$n_f$	: Jumlah siklus sampai pecah
$n_i$	: Jumlah siklus saat permulaan
$a_{cr}$	: Kedalaman retak kritis (meter)
$PoF$	: Peluang kegagalan

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang Masalah

Permintaan global terhadap minyak dan gas yang semakin besar mendorong perusahaan migas meningkatkan produksi minyak dan gas guna memenuhi permintaan pasar dunia. Hal ini juga diiringi dengan pembangunan fasilitas produksi lebih banyak lagi. Selain menambah fasilitas produksi baru, hal yang tidak kalah pentingnya yaitu menjaga integritas fisik dan mekanik dari infrastruktur yang telah ada. Dalam industri migas, *pipelines* dikenal sebagai komponen penting dalam pengembangan sumber daya hidrokarbon sebagai sarana distribusi dan transportasi minyak dan gas baik di darat(*onshore*) maupun di lepas pantai(*offshore*). Sampai saat ini pun, industri migas semakin berkembang pesat. *Pipeline* dipaksa untuk bekerja selama 24 jam sehari selama satu, atau bahkan sampai puluhan tahun (Soegiono,2007). Karena dimanfaatkan untuk menunjang pendistribusian minyak, gas, maupun air dalam jumlah yang besar dan bahkan dengan jarak yang sangat jauh, maka medan yang dilalui oleh saluran pipa sangat beragam, mulai dari dalam laut, dataran rendah, lembah, dan di dalam tanah, maka dalam pengoperasiannya akan banyak ditemui berbagai macam persoalan, baik masalah kelelahan (*fatigue*), korosi (*corrosion*), dan retak (*crack*).

Dari ketiga permasalahan yang terjadi pada pipa pada umumnya, masalah korosi dan retak merupakan masalah yang harus ditangani sangat serius karena hal ini berkaitan dengan kegagalan sistem seperti kebocoran dan ledakan gas sehingga menimbulkan kerugian yang sangat besar. Hal ini dikarenakan korosi dapat menyebabkan menurunnya kekuatan struktur dan kerusakan pada pipa. Banyak dari industri minyak di Indonesia mengalami masalah korosi dan retak pada sebagian besar pipa yang telah terpasang sehingga harus memperbaikinya dengan biaya yang sangat mahal. Korosi memiliki banyak macam dan jenis. Salah satunya adalah korosi sumuran atau dalam bahasa lain disebut dengan *pitting corrosion*. *Pitting corrosion* dianggap jauh lebih berbahaya daripada korosi seragam hingga mencapai

100 kali lebih tinggi. *Pitting corrosion* sangat dipercepat jika terdapat pembebanan yang maksimum dan lingkungan yang korosif. Satu lubang pada sistem besar sudah cukup untuk menghasilkan bencana kegagalan suatu sistem. Peningkatan jumlah umur operasi pipa secara signifikan telah meningkatkan jumlah kecelakaan. Penyebab utamanya adalah akibat *internal corrosion* dan *external corrosion* (Teixeira.2008). Adanya cacat *pitting corrosion* membuat kekuatan pipa berkurang atau penurunan kekuatan pipa sebanding dengan kedalaman *pitting corrosion* sampai pipa tidak mampu lagi menahan beban yang diberikan pada pipa. Pada pipa yang terpasang di dalam laut mempunyai peluang terjadi retak (*crack*) yang besar. Hal ini bisa disebabkan karena adanya beban arus (*stress*) maupun karena adanya korosi yang diikuti dengan adanya tekanan pada pipa yang biasa disebut dengan istilah *Stress Corrosion Cracking* (SCC) (Aditya, 2010).

*Pipeline* yang mengalami degradasi atau penipisan dinding pipa akibat *pitting corrosion*, akan mengalami penurunan kekuatan. Walaupun dalam tahap desain penipisan dinding pipa ini sudah dipertimbangkan dengan memberikan batas umur operasi, namun karena sulitnya mengontrol dan tidak seragamnya laju korosi pada setiap lokasi, maka kegagalan *pipeline* yang diakibatkan oleh korosi masih sering terjadi. Sehingga perlu dilakukan analisis keandalan terhadap umur kelelahan pipa untuk dapat mengetahui seberapa handal pipa yang mengalami *pitting corrosion* selama beroperasi. Oleh karena itu, perhatian difokuskan untuk mengembangkan metode probabilistik untuk memprediksi peluang kegagalan dan sisa umur operasi (*fatigue life*) pipa akibat korosi.

Dalam tugas akhir ini, analisis yang akan dilakukan adalah mengenai masalah keandalan terhadap umur kelelahan pipa bawah laut yang mengalami *pitting corrosion* pada jalur pipa bawah laut yang mengalirkan gas.

Objek studi tugas akhir ini adalah jaringan pipa bawah laut milik Chevron Indonesia Company yang mengalirkan fluida gas dari Sepinggan ke Lawe-lawe dengan data yang ditunjukkan pada Tabel 4.1. Pipa yang telah 38 tahun beroperasi ini mengalami *internal corrosion* berupa *pitting corrosion* yang dapat mengganggu distribusi gas. Oleh karena itu diperlukan perhitungan keandalan terhadap umur kelelahan pipa yang diakibatkan oleh *pitting corrosion* dengan variasi tekanan dan

temperatur di dalam pipa yang mengacu pada data inspeksi yang dilakukan Chevron Indonesia pada tahun 2012 untuk jalur pipa yang mengalirkan gas dari Sepinggan ke Lawe-lawe. Hasil yang diharapkan adalah memperoleh keandalan pipa berdasarkan umur kelelahan pipa yang telah dihitung setelah terjadi korosi.

## **1.2. Perumusan Masalah**

Beberapa masalah yang diangkat dalam Tugas Akhir ini adalah :

1. Berapa nilai *Stress Intensity Factor* (SIF) pada pipa gas dari Sepinggan *field* ke Lawe-lawe setelah mengalami *pitting corrosion*?
2. Berapa umur kelelahan pada pipa gas dari Sepinggan *field* ke Lawe-lawe setelah mengalami *pitting corrosion* ?
3. Berapa keandalan pipa gas dari Sepinggan *field* ke Lawe-lawe terhadap kelelahan setelah mengalami *pitting corrosion* ?

## **1.3. Tujuan**

Dari perumusan masalah diatas, tujuan yang ingin dicapai adalah :

1. Mengetahui nilai *Stress Intensity Factor* pipa gas dari Sepinggan *field* ke Lawe-lawe setelah mengalami *pitting corrosion*
2. Mengetahui umur kelelahan pada pipa gas dari Sepinggan *field* ke Lawe-lawe setelah mengalami *pitting corrosion*
3. Mengetahui keandalan pipa gas dari Sepinggan *field* ke Lawe-lawe terhadap kelelahan setelah mengalami *pitting corrosion*

## **1.4. Manfaat Penelitian**

Manfaat yang diperoleh dari penulisan Tugas Akhir ini diharapkan dapat mengetahui umur *fracture failure* pipa gas sebagai akibat dari adanya media yang korosif yang menyebabkan berkurangnya ketebalan pipa karena terjadinya *pitting corrosion*, sehingga dapat diperoleh keandalan pipa sesuai dengan perhitungan umur kelelahan serta dapat menjadi acuan dalam perbaikan dan penggantian pipa.

### 1.5. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Retak karena *pitting corrosion* ditinjau hanya dari *internal corrosion*.
2. Model *pitting corrosion* diasumsikan menuju arah ketebalan pipa.
3. Pipa yang ditinjau adalah pada bagian pipa yang mengalami *pitting corrosion* paling dalam.
4. Permukaan dasar laut diasumsikan rata.
5. Tekanan eksternal diabaikan, karena pipa dianggap stabil dan sudah dilindungi oleh lapisan anti korosi dan *concrete coating*.
6. Analisis *fracture mechanics* menggunakan pendekatan *linear elastic fracture mechanics*.
7. Model retakan diasumsikan menggunakan pendekatan *surface crack* (arah ketebalan pipa).
8. Beban yang bekerja pada pipa adalah tekanan dalam pipa



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

#### 2.1 Tinjauan Pustaka

Pipeline memiliki peran penting dalam industri minyak dan gas. Perkembangan yang meningkat dari ladang minyak juga meningkatkan konstruksi pipelines. Pipa merupakan suatu teknologi dalam mengalirkan fluida seperti minyak, gas atau air dalam jumlah besar dan jarak yang jauh melalui laut atau daerah di lepas pantai (Soegiono, 2007). Karena medan yang dilalui oleh saluran pipa sangat beragam, yakni mulai dari dalam laut, dataran rendah, lembah, dan di dalam tanah, maka dalam pengoperasiannya akan banyak ditemui berbagai macam persoalan, baik masalah kelelahan (*fatigue*), korosi (*corrosion*), dan retak (*crack*). Dari ketiga jenis permasalahan yang biasa dialami pipa, maka korosi dan keretakan menjadi persoalan yang sangat diperhatikan karena efek lanjutan dari korosi dan retak ini bisa mengakibatkan kebocoran dan ledakan yang sangat merugikan baik dari segi struktur maupun ekonomis.

Kegagalan struktur dengan modus kelelahan (*fatigue*) dapat terjadi pada struktur yang mengalami beban fluktuasi yang menyebabkan awal terjadinya retak hingga terus mengalami perambatan hingga terjadi kegagalan. Menurut Siswosuwarno (1987), faktor-faktor yang mempengaruhi *fatigue* adalah beban (jenis beban, frekuensi, pola beban dan besar tegangan), kondisi material, proses fabrikasi, dimensi komponen, temperatur operasi, serta kondisi lingkungan.

Struktur lepas pantai pada umumnya menggunakan material baja yang disusun dalam proses fabrikasi dengan teknik pengelasan dimana hal ini merupakan salah satu penyebab terbentuknya cacat awal (*initial damage*) berupa retakan. Penggunaan *high strength material* yang memiliki kekuatan tinggi banyak dipilih untuk mengurangi berat struktur. Namun material ini memiliki ketahanan retak yang rendah sehingga menyebabkan perambatan retak dan penurunan kekuatan terjadi dengan cepat (Broek, 1984). Penentuan muatan dan tegangan pada struktur

harus diperhitungkan untuk mengetahui perkiraan panjang *lifetime* struktur tersebut (Lassen dan Recho, 2006).

## **2.2 Dasar Teori**

### **2.2.1 Pitting Corrosion**

Keretakan pada pipa disebabkan karena proses kesalahan fabrikasi, instalasi, dan korosi. kesalahan fabrikasi merupakan kejadian yang bisa dihindari dengan semakin baiknya sistem alat pada proses perencanaan dan produksi. Kesalahan ketika instalasi juga bisa diminimalisir dengan adanya pengawasan yang benar dan mengikuti secara prosedur yang ada. Sedangkan retak cacat yang terjadi karena adanya korosi, khususnya *pitting corrosion* yang merupakan suatu kejadian yang hampir pasti akan terjadi. Proses retak atau cacat akan berbahaya bila cacat memiliki panjang, lebar dan kedalaman seperti korosi pitting, disamping itu terjadinya pada daerah yang sempit dan sangat susah untuk di prediksi dan sifatnya menjalar kearah kedalaman semakin memperparah kondisi material yang telah terserang korosi lubang ini (Davis,2000).

Pada kondisi umum, *pitting corrosion* sering terjadi pada daerah dengan tekanan dan konsentrasi yang tinggi, sehingga terjadi pengendapan atau penimbunan senyawa yang korosif yang akan mengakibatkan korosi. Korosi lubang mempunyai berbagai bentuk dan ukuran. Sifat dari *pitting corrosion* adalah merusak kekuatan struktur atau material, sehingga dapat mempengaruhi umur dari material.



**Gambar 2.1 Pitting Corrosion**

(<http://www.corrview.com/piping-bulletins/technical-bulletin-p-04>)

### 2.2.2 Hoop Stress

Analisis beban yang terjadi pada pipa baik untuk beban eksternal maupun beban internal. Beban yang paling berpengaruh terhadap kekuatan pipa adalah beban internal (beban fluida), dan tegangan yang dihasilkan oleh tekanan fluida ini biasa disebut dengan istilah *hoop stress* (tegangan arah tangensial). Beban internal dalam Tugas Akhir ini didapat dari data berupa Tekanan. Tekanan yang digunakan yaitu rata-rata dari perhitungan *pressure* yang melebihi nilai *Maximum Allowable Operation Pressure* (MAOP) dan *Operation Pressure* (OP). Formulasi yang digunakan dalam perhitungan *hoop stress* adalah (ASME B 31.8) :

$$Hs = \frac{P D}{2t}$$

dimana :

Hs = *Hoop Stress* (Mpa)

P = Tekanan (Mpa)

D = Diameter pipa (meter)

t = tebal pipa (meter)

### 2.2.3 Fracture Mechanics

*Fracture mechanics* (mekanika kepecahan) merupakan salah satu bagian dari mekanika yang membahas tegangan dan regangan pada struktur yang mengandung retak. Metode ini dikembangkan karena ketidakcocokan konsep perencanaan konvensional yang hanya didasarkan pada sifat-sifat umum material seperti kekuatan tarik (*tensile strength*), batas mulur (*yield stress*) maupun tegangan mulur (*buckling stress*) dimana konsep tersebut sangat tepat digunakan hanya pada struktur yang tidak memiliki cacat. Teori kepecahan dikelompokkan menjadi dua, yaitu *linear elastic fracture mechanics* (LEFM) dan *elastic plastic fracture mechanics* (EPFM).

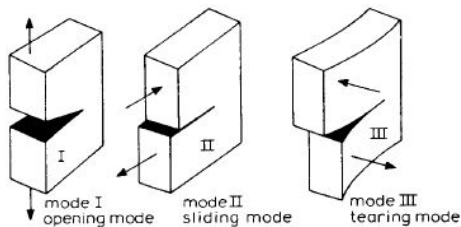
### 2.2.3.1 LEFM

*Linear elastic fracture mechanics* (LEFM) didasarkan pada prosedur analitis yang menghubungkan besarnya daerah tegangan dan distribusi tegangan elastis di sekitar ujung retak dengan tegangan nominal yang dikenakan pada daerah diskontinuitas, serta bentuk retak dan sifat-sifat material itu sendiri (Barsom dan Rolfe, 1999). LEFM dapat digunakan selama daerah plastis sangat kecil dimana tegangan lebih rendah daripada tegangan ijin material ( $\sigma < 0,8 \sigma_{ys}$ ) (Broek, 1984). LEFM umumnya digunakan untuk material yang bersifat *brittle* seperti keramik, kaca, atau baja berkekuatan tinggi, dimana daerah *plastic* sangat kecil karena tegangan lebih rendah daripada tegangan ijin.

Terdapat tiga tipe pembebanan dimana bias terjadi *crack*. Tiga mode *crack* tersebut yaitu :

1. Mode I, *opening mode*, merupakan struktur dengan pembebanan *principal* yang terjadi akibat adanya tegangan tarik yang tegak lurus dengan bidang perambatan retak sehingga cenderung membuka retakan.
2. Mode II, *sliding mode*, merupakan retak yang diakibatkan oleh tegangan geser yang searah dengan penjaran retak.
3. Mode III, *tearing mode*, merupakan retak yang diakibatkan karena tegangan geser yang bekerja pada arah melintang dan membentuk sudut dengan arah penjaran retak.

Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 2.2 berikut :



**Gambar 2.2** Tiga mode deformasi retak (Broek, 1984)

### 2.2.3.2 EPFM

*Elastic plastic fracture mechanics* (EPFM) umumnya digunakan pada material dengan medium strength yang bersifat *ductile* dimana terjadi perilaku *elastic-plastic* pada material akibat adanya pembebanan, sehingga perambatan retak terjadi secara perlahan. Pada struktur lepas pantai, umumnya baja yang digunakan adalah baja dengan medium strength. Faktor thickness tidak cukup mempertahankan kondisi plane strain pada kondisi pembebanan yang perlahan saat temperatur normal. Untuk beberapa aplikasi struktural, perhitungan  $K_{Ic}$  dengan LEFM tidak berlaku dengan adanya formasi large plastic zone dan perilaku elastic plastic. Perluasan LEFM menjadi daerah elastic plastic dapat dianalisis dengan R-curve.

Metode LEFM kurang tepat digunakan pada struktur-struktur besar yang menggunakan baja berkekuatan rendah atau sedang misalnya material yang bersifat *ductile*, karena adanya zona plastis yang cukup besar di sekitar ujung retak, sehingga menyebabkan timbulnya perilaku-perilaku elastis-plastis. Untuk itu dikembangkan metode EPFM untuk menunjukkan karakteristik dari perilaku plastis material. Parameter yang sering digunakan pada EPFM adalah :

#### 1. *J-R Curve Analysis*

Prosedur yang digunakan untuk menentukan ketahanan struktur terhadap pertambahan retak yang konstan, disimbolkan dengan  $K_R$

#### 2. *Crack tip opening displacement (CTOD)*

CTOD merupakan perhitungan perpindahan (deformasi) retak awal pada ujung retakan. CTOD bisa digunakan untuk menghitung retak yang melingkar maupun retak yang lancip

#### 3. *J-Integral*

Pengukuran medan tegangan dan regangan rata-rata yang terjadi di sekitar ujung retak pada perilaku elastis-plastis

### 2.2.4 Mekanisme Kepecahan

Mekanika kepecahan digunakan untuk menganalisis bagaimana perambatan retak jika dikenai beban berulang. Perambatan retak inilah yang nantinya digunakan untuk menentukan umur kelelahan dan panjang retak yang dapat ditoleransi

sebelum terjadi kegagalan struktur (Maddox,1999). Mekanika kepecahan dibagi dalam beberapa tahap yaitu tahap awal terjadinya retakan (*crack initiation*), tahap perambatan retak (*crack propagation*) dan patah (*final fracture*).

### 1. Retak Awal (*Initiation Crack*)

Komponen-komponen struktur lepas pantai pada umumnya merupakan material logam yang disusun ketika proses fabrikasi. Retak awal dianggap sudah ada sejak proses fabrikasi, salah satu contohnya karena proses pengerjaan, pemilihan dan produksi material yang tidak sesuai. Berdasarkan *code* DNV-RP-C203, jika data retak awal tidak tersedia dalam hasil inspeksi, atau tidak diketahui sama sekali, maka retak awal dapat diasumsikan sebesar 0,5 mm.

### 2. Perambatan Retak (*Crack Propagation*)

Struktur mengalami perambatan retak setelah retak awal terjadi akibat pembebanan berulang yang bekerja pada struktur. Perambatan retak ditentukan oleh dua parameter mekanika kepecahan, yaitu  $\Delta K$  dan  $K_{max}$  (Stoychev, 2008). Perambatan retak berbanding lurus dengan jumlah pembebanan. Pada pembebanan normal, perambatan retak terjadi sangat lambat. Dari data perambatan retak inilah suatu prediksi umur kelelahan struktur (*fatigue life*) dapat dikembangkan.

### 3. *Final Fracture*

Tahap ini merupakan yang paling akhir dimana struktur mengalami kerusakan yang mengakibatkan kegagalan. Pada tahap ini, perambatan retak terjadi dengan sangat cepat. Retak yang terjadi pada tahap ini dapat berupa *brittle fracture (cleavage)*, *ductile fracture (rupture)* maupun kombinasi keduanya.

Menurut Barsom (1987), dalam perkembangan *fracture mechanics*, ada tiga faktor utama yang dapat mengontrol kemungkinan suatu struktur mengalami *brittle fracture*, yaitu:

### 1. Material Toughness ( $K_c$ , $K_{Ic}$ , $K_{Id}$ )

*Material toughness* adalah kemampuan suatu material untuk menerima dan menahan intensitas tegangan tertentu pada ujung retak dan menghambat perambatan retak. *Material toughness* bisa dideskripsikan sebagai *stress intensity factor* kritis dalam kondisi *plane stress* ( $K_c$ ) atau *plane strain* ( $K_{Ic}$ ) untuk pembebanan yang lambat atau bersifat linier elastis. Sedangkan  $K_{Id}$  adalah ukuran ketangguhan kritis material dalam kondisi *constraint* maksimum (*plane strain*) dan pembebanan dinamis. *Material toughness* dapat digunakan sebagai kriteria perancangan struktur, dimana struktur akan mengalami *fast fracture* ketika  $K = K_{Ic}$ .

### 2. Ukuran Retak (a)

Diskontinuitas struktur tak hanya dapat mengalami kelelahan karena pembebanan berulang, tetapi juga dapat mengalami cacat sejak proses fabrikasi. Ukuran retak pada diskontinuitas struktur ini memungkinkan struktur mengalami *brittle fracture*.

### 3. Tegangan (S)

Tegangan tarik yang bekerja pada struktur, baik tegangan *nominal* maupun *residual* memungkinkan struktur mengalami *brittle fracture*.

#### 2.2.5 Stress Intensity Factor (SIF)

*Stress Intensity Factor* merupakan salah satu parameter yang digunakan untuk melakukan analisis keretakan. Distribusi tegangan di daerah ujung retak terdiri dari tiga mode, seperti pada penjelasan sebelumnya tentang mode *crack*.

Pada kondisi nyata, arah perambatan retak umumnya merupakan kombinasi dari ketiga mode di atas. Namun dalam Tugas Akhir ini hanya akan dibahas perambatan retak Mode I, karena terjadi korosi pada lubang – lubang pada sekitar pipa, sehingga beban yang digunakan adalah beban aksial yang tegak lurus terhadap bidang perambatan retak. Tegangan-tegangan yang terjadi pada Mode I adalah sebagai berikut (Barsom dan Rolfe, 1999) :

$$S_x = \frac{K_I}{\sqrt{2\pi r}} \cos \frac{\theta}{2} \left[ 1 - \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2} \right]$$

$$S_y = \frac{K_I}{\sqrt{2\pi r}} \cos \frac{\theta}{2} \left[ 1 + \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2} \right]$$

$$S_z = \nu (\sigma_x + \sigma_y) = 0$$

$$\tau_{xy} = \frac{K_I}{\sqrt{2\pi r}} \sin \frac{\theta}{2} \cos \frac{\theta}{2} \cos \frac{3\theta}{2}$$

$$\tau_{xz} = \tau_{yz} = 0$$

dimana :

$K_I$  = *Stress Intensity Factor* untuk Mode I

$S_x$  = tegangan normal

$\tau_{xy}$  = tegangan geser bidang x arah sumbu y

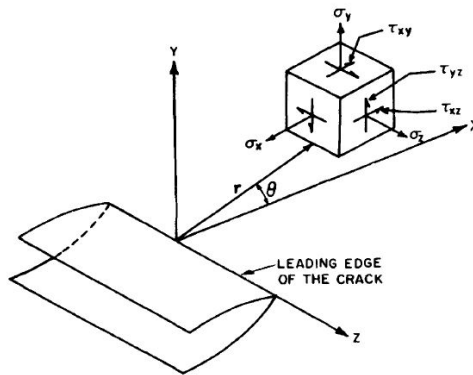
$r$  = jarak *crack tip* dengan *node* yang ditinjau

$\theta$  = sudut antara *node* yang ditinjau dengan sumbu x

$\nu$  = *Poisson's Ratio*

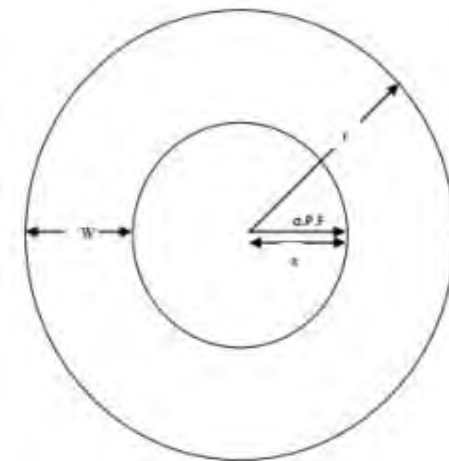
Komponen tegangan dan koordinat  $r$  dan  $\theta$  dapat dilihat pada Gambar 2.3 di bawah. Notasi  $K$  merupakan faktor intensitas tegangan yang bila diketahui, maka medan tegangan di ujung retak akan dapat diketahui. Harga  $K$  bergantung pada beban luar, geometri eksternal dan geometri retak (Barsom dan Rolfe, 1999).





**Gambar 2.3** Sistem koordinat dan komponen tegangan di depan ujung retak (Barsom dan Rolfe, 1999)

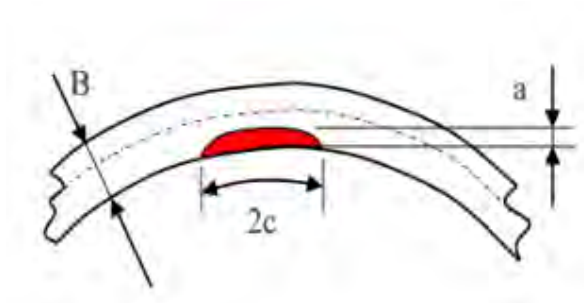
Pipa merupakan material berbentuk silinder yang mempunyai ketebalan tertentu dan tidak pejal (memiliki rongga udara), dengan bentuk konstruksi material seperti ini maka arah tegangan, tekanan, maupun gaya yang bekerja pada permukaan dalam pipa adalah berbentuk *circular* (bekerja secara arah positif terhadap permukaan dalam pipa). Berikut adalah deskripsi arah tegangan (S), tekanan (P), dan gaya (F) seperti dijelaskan pada Gambar 2.4.



**Gambar 2.4** Bentuk arah tegangan, tekanan, dan gaya pada pipa (Aditya, 2010)

Ketika sisi dalam pipa terjadi korosi sumur (*pitting corrosion*), maka kondisi ini bias dikatakan bahwa pipa telah mengalami retak awal (*initial crack*). Kondisi retak awal ini akan menerima tekanan tangensial (*hoop pressure*) yang arahnya positif terhadap permukaan dalam pipa. Kondisi arah tekanan seperti ini akan

mengakibatkan arah tegangan yang juga searah dengan arah tekanan, sehingga jika melihat *mode* retak maka kondisi yang paling mendekati adalah *mode II*. Asumsi asal dari *mode II* adalah satu sisi terkena tekanan sedang sisi lainnya terkena tarikan, sedangkan mode retak pada pipa akibat *hoop stress* menyebabkan semua sisi menerima tekanan sehingga harus dilakukan kombinasi beban yang mengenai permukaan dalam pipa. Besarnya perambatan retak sangat dipengaruhi oleh besarnya sudut yang terbentuk oleh retak awal yang dalam hal ini disebabkan oleh *pitting corrosion*. Besar nilai intensitas tegangan pada pipa juga menjadi kecil sehingga terjadinya panjang retak kritis akan semakin lama jika dibandingkan dengan mode retak I maupun mode retak II. Berikut Gambar 2.5 asumsi retak awal yang terjadi pada pipa.



**Gambar 2.5** Asumsi retak awal yang terjadi pada pipa (Sisan, 2014)

Tempat terjadinya retak awal berada pada daerah *bottom*, hal ini dikarenakan adanya penggumpalan sisa-sisa atau kotoran fluida yang menjadi faktor utama pertumbuhan *pitting corrosion*. Berdasar Gambar 2.5, maka dapat dijelaskan bahwa panjang retak awal disimbolkan dengan  $a$ , lebar *pitting corrosion* disimbolkan  $c$ , sedang ketebalan pipa disimbolkan dengan  $B$ . Persamaan untuk menentukan *stress intensity factor* dipengaruhi oleh panjang retak awal serta besar nilai *hoop stress*.

Pipa jenis API 5L merupakan jenis pipa dengan kekuatan yang besar sehingga asumsi yang digunakan untuk menyelesaikan persoalan *fracture mechanics*, akan tetapi kondisi yang ditinjau adalah akibat *stress corrosion* yang di dalamnya bercampur antara *stress*, *corrosion*, dan *temperature*. Kondisi panas yang terjadi pada pipa mengakibatkan pipa bersifat *ductile*(getas) yang artinya pipa tidak lagi dalam keadaan elastis akan tetapi sudah berubah menjadi kondisi plastis. Kondisi

plastis pada kasus SCC dialami material ketika terjadi perambatan retak, sementara untuk menggunakan persamaan yang sesuai mode keretakan (Young, 2005). Formulasi untuk menghitung *stress intensity factor* pada kasus retak yang terjadi pada pipa (*surface crack*) dengan arah tegangan radial dan retak yang singular, maka digunakan persamaan sebagai berikut (Anderson, 1991) dan parameter cacat (Q) dijelaskan pada Gambar 2.6.

$$K_I = Hs \sqrt{\frac{\pi a}{Q}}$$

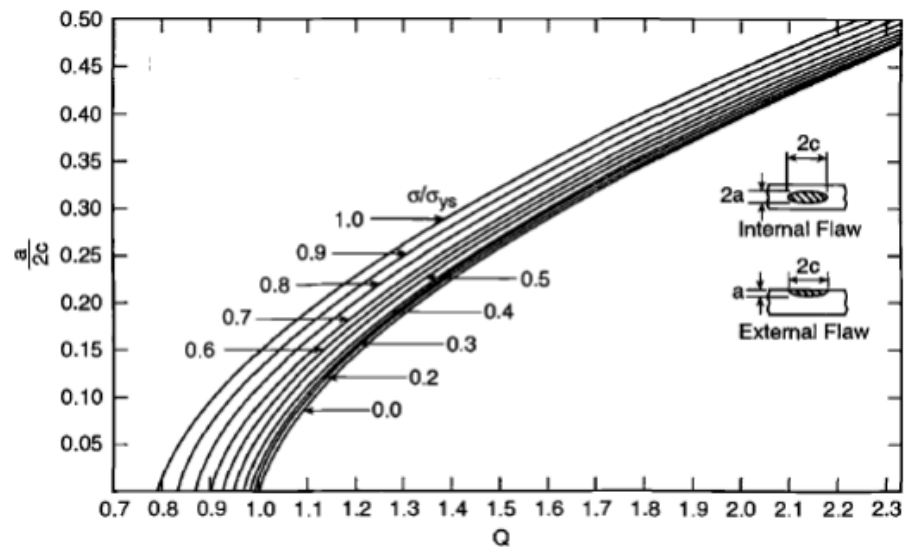
Dimana :

$K_I$  = *Stress Intensity Factor* (MPa√m)

$Hs$  = *Hoop Stress* (MPa)

$a$  = Kedalaman Retak (m)

$Q$  = Parameter Cacat

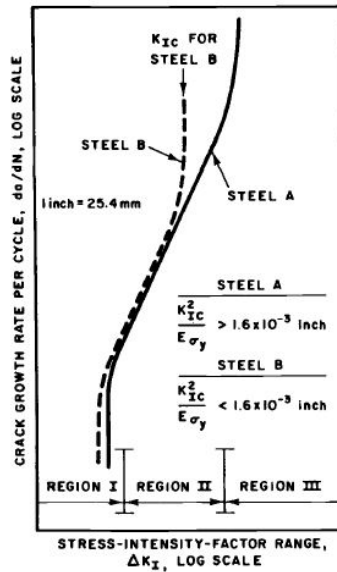


**Gambar 2.6** Grafik parameter cacat (Barsom dan Rolfe, 1999)

### 2.2.6 Laju Perambatan Retak (*Crack Propagation*)

Perambatan retak yang disebabkan oleh kelelahan pada logam dibedakan menjadi tiga daerah seperti pada Gambar 3.6. Region I menunjukkan *fatigue-threshold*

*cyclic stress intensity factor fluctuation*,  $\Delta K_{th}$ , dimana pada daerah ini terjadi laju perambatan retak yang sangat kecil meskipun struktur dikenai beban siklis yang berfluktuasi. Pada Region II, perambatan retak terjadi karena kelelahan di atas  $\Delta K_{th}$ . Sedangkan pada Region III, laju perambatan retak yang terjadi lebih tinggi dibandingkan dengan Region II.



**Gambar 2.7** Grafik laju perambatan retak (Barsom dan Rolfe, 1999)

Keterangan :

- *Region I* : perambatan retak pada *region* ini menunjukkan karakteristik “*fatigue threshold*” yang merupakan fluktuasi kenaikan nilai *stress intensity factor* dengan parameter  $\Delta K_{th}$ . Nilai  $\Delta K$  harus memungkinkan terjadinya perambatan retak. Nilai  $da/dN$  antara *region I* dan *region II* adalah :

$$\frac{da}{dN} = c(\Delta K^m - \Delta K + h^m)$$

- *Region II* : perambatan-perambatan retak mulai terjadi. Kecepatan perambatan retak dapat dihitung menggunakan hokum Paris-Erdogan :

$$da/dN = C (\Delta K)^m$$

Nilai  $da/dN$  Antara *region II* dan *region III* (bila efek R diperhitungkan) adalah :

$$\frac{da}{dN} = \frac{c\Delta K^m}{(1-R)K_c - \Delta K}$$

- *Region III* : perambatan retak yang terjadi lebih cepat daripada *region II*, merupakan awal terjadinya kepecahan. Nilai  $da/dN$  antara *region I*, *II* dan *III* (bila efek R diperhitungkan) adalah :

$$\frac{da}{dN} = \frac{\Delta K^2}{4\pi\sigma_y E} \left\{ \frac{(\Delta K - \Delta K_c + h)((1-R))^{\frac{1}{2}}}{(1-R)(K_c - \Delta K)} \right\}$$

dimana :

$da/dN$  : kecepatan perambatan retak (m/cycle)

$\Delta K$  : range faktor intensitas tegangan ( $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$ )

$K_I$  : faktor intensitas tegangan ( $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$ )

$K_c$  : harga kritis K ( $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$ )

$R$  : rasio tegangan =  $\sigma_{\min}/\sigma_{\max}$

$c$  dan  $m$  : parameter pertumbuhan retak

### 2.2.7 Perhitungan Umur Kelelahan

Bangunan lepas pantai banyak sekali mengalami beban yang sifatnya berulang (siklis) yang menyebabkan berkurangnya kekuatan. Fenomena ini dikenal dengan *fatigue*, dan secara esensial ditandai dengan proses keretakan (*crack*) dan pada proses selanjutnya terjadi penjararan (*propagation*) dan kerusakan (*failure*). Analisis kelelahan penting dilakukan untuk memprediksi besar relatif dari *fatigue life* pada struktur lepas pantai, termasuk pipa bawah laut. Umur kelelahan struktur didapatkan dari integral persamaan laju perambatan retak (*crack propagation*) sebagai berikut:

$$\int_{n_i}^{n_f} dN = \int_{a_i}^{a_f} \frac{da}{c (\Delta K_I)^m}$$

$$N = \int_{a_i}^{a_f} \frac{da}{C (\Delta K_I)^m}$$

dimana :

da = pertambahan panjang retak (m)

dN = pertambahan jumlah siklus beban (*cycle*)

C, m = konstanta dari material

N = jumlah siklus sampai patahnya konstruksi

$\Delta K_I$  = rentang *Stress Intensity Factor* antara pembebanan maksimum dan minimum (MPa√m)

a<sub>f</sub> = panjang retak setelah pembebanan (m)

a<sub>i</sub> = panjang retak sebelum pembebanan (m)

n<sub>f</sub> = jumlah siklus sampai pecah

n<sub>i</sub> = jumlah siklus saat permulaan

### 2.2.8 Keandalan

Keandalan sebuah komponen atau sistem adalah peluang komponen atau sistem tersebut untuk memenuhi tugas yang telah ditetapkan tanpa mengalami kegagalan selama kurun waktu tertentu apabila dioperasikan dengan benar dalam lingkungan tertentu (Rosyid.2007). Peluang dalam analisis keandalan berupa persentase atau angka numerik antara 0-1. Ada 3 kemungkinan peluang yang akan terjadi, yaitu :

- a. 100% atau 1; berarti komponen tersebut tidak akan pernah gagal dalam kurun waktu yang ditetapkan; dengan kata lain peluang kegagalannya sama dengan nol
- b. Kurang dari 100% tetapi > 0, misalnya X%; berarti peluang kegagalan komponen dalam kurun waktu yang ditetapkan adalah (100-X)%

- c. 0% atau 0; berarti komponen pasti akan gagal dalam kurun waktu yang ditetapkan

Dalam analisis keandalan hanya satu dari banyak kriteria yang harus dipertimbangkan dalam beragam jenis pengambilan keputusan rekayasa, seperti antara lain rancang bangun, berat, produksi, operasi, pemeliharaan dll.

Adapun hubungan antara keandalan dengan peluang terjadinya kegagalan dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$Reliability = 1 - PoF$$

dimana :

$$Reliability = \text{Keandalan}$$

$$PoF = \text{Peluang Kegagalan}$$

### 2.2.9 Moda Kegagalan

Langkah pertama sebelum menentukan Moda Kegagalan adalah terlebih dahulu menentukan kegagalan yang akan dialami oleh suatu struktur (Rosyid, 2008). Moda Kegagalan terdiri dari dua parameter penting, yaitu kekuatan dan beban.

Persamaan umum dari Moda Kegagalan seperti di bawah ini :

$$MK = K - B$$

dimana :

$$K = \text{Variabel Kekuatan}$$

$$B = \text{Variabel Beban}$$

### 2.2.10 Simulasi Monte Carlo

Unsur pokok yang diperlukan didalam simulasi Monte Carlo adalah sebuah *random number generator* (RNG). Hal ini karena, secara teknis, prinsip dasar metode simultan *Monte Carlo* sebenarnya adalah sampling numerik dengan bantuan RNG,

dimana simulasi dilakukan dengan mengambil beberapa sampel dari perubah acak berdasarkan distribusi peluang perubah acak tersebut. Ini berarti, Simulasi *Monte Carlo* mensyaratkan bahwa distribusi peluang dari perubah acak yang terlibat di dalam sistem yang sedang dipelajari telah diketahui atau dapat diasumsikan. Sampel yang telah diambil tersebut dipakai sebagai masukan ke dalam persamaan fungsi kinerja  $FK(x)$ , dan harga  $FK(x)$  kemudian dihitung. Untuk suatu fungsi kinerja tertentu, misalnya, setiap kali  $FK(x) < 0$ , maka sistem/komponen yang ditinjau dianggap gagal. Jika jumlah sampel tersebut adalah  $N$  (atau replikasi sejumlah  $N$ ), maka dapat dicatat kejadian  $FK(x) < 0$  sejumlah  $n$  kali. Dengan demikian, peluang kegagalan sistem/komponen yang sedang ditinjau adalah rasio antara jumlah kejadian gagal dengan sampel atau replikasi,  $P_g = n/N$ .

Atau dapat dituliskan seperti persamaan di bawah ini :

$$P_{of} = 1 - P_s$$

dimana :

$P_{of}$  = peluang kegagalan system

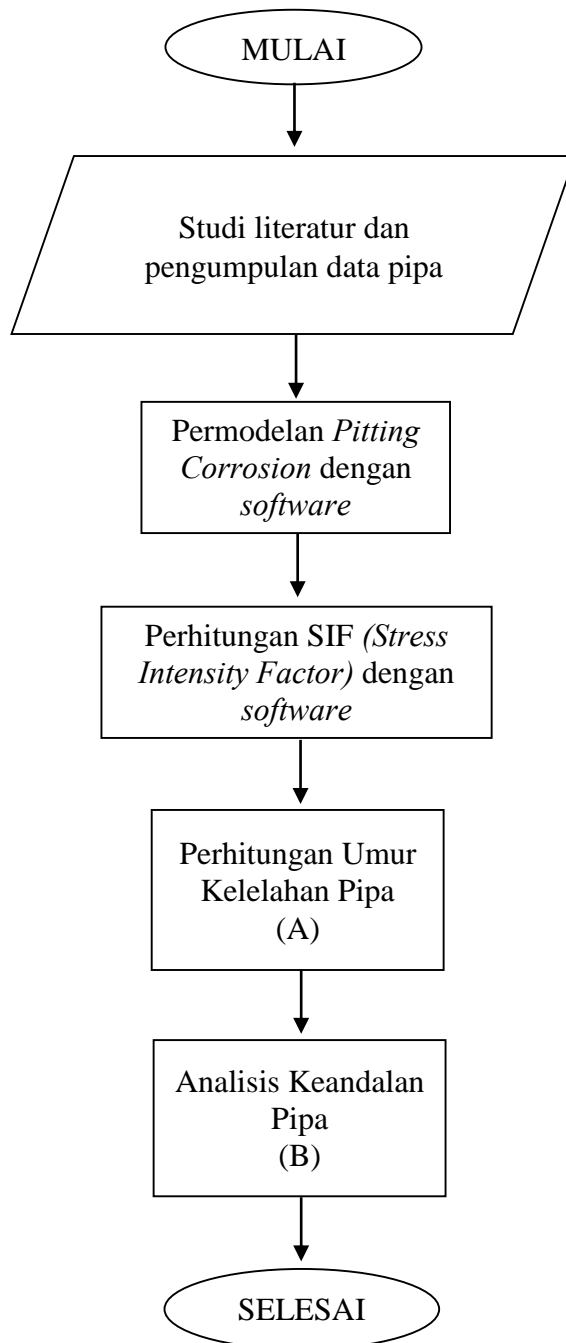
$P_s$  = peluang sukses sistem



## BAB III

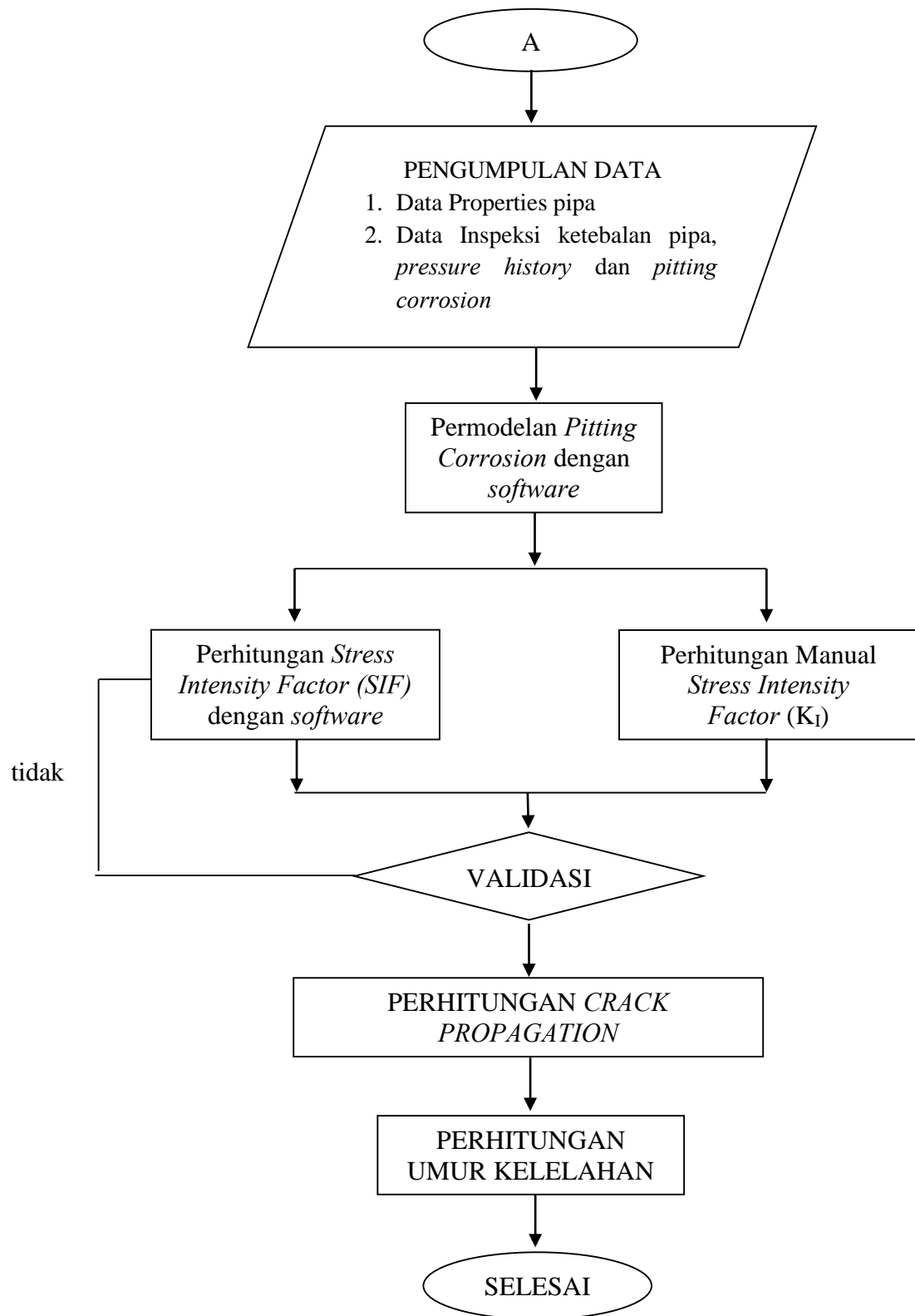
### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Metode Penelitian



**Gambar 3.1** Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir

### 3.2 Analisis Kelelahan Pipa



**Gambar 3.2** Diagram Alir Perhitungan Umur Kelelahan

Penjabaran dari diagram di atas akan dijelaskan pada langkah-langkah dibawah ini:

1. Pengumpulan data – data

Data - data yang diperoleh dari berbagai sumber yang sesuai dengan obyek pada tugas akhir ini. Data - data yang diperlukan dalam pengerjaan tugas akhir ini adalah :

- a. Data properti pipa, merupakan data-data yang berhubungan dengan dimensi pipa dan properti-properti yang melekat pada pipa. Data-data tersebut meliputi : panjang pipa, *outside diameter*, *inside diameter*, ketebalan pipa, tebal dan densitas *coating*, tebal dan densitas *concrete*.
- b. Data inspeksi pipa, merupakan data-data yang berhubungan dengan inspeksi pengamatan lapangan meliputi, ketebalan pipa, *pressure history*, dan lain – lain.
- c. Data operasional pipa, merupakan data-data pipa yang digunakan saat beroperasi yang meliputi : *design pressure*, tekanan internal pipa, dan *maximum design temperature*. Serta data lingkungan yang menginformasikan tentang karakteristik kedalaman tanah ataupun resistifitas tanah.

2. Perhitungan Teknis

Melakukan perhitungan teknis meliputi, perhitungan faktor intensitas tegangan (SIF), perhitungan laju perambatan retak dan perhitungan umur kelelahan.

3. Validasi

Verifikasi untuk perbandingan hasil perhitungan secara teknis dengan hasil permodelan dengan hasil permodelan dengan software.

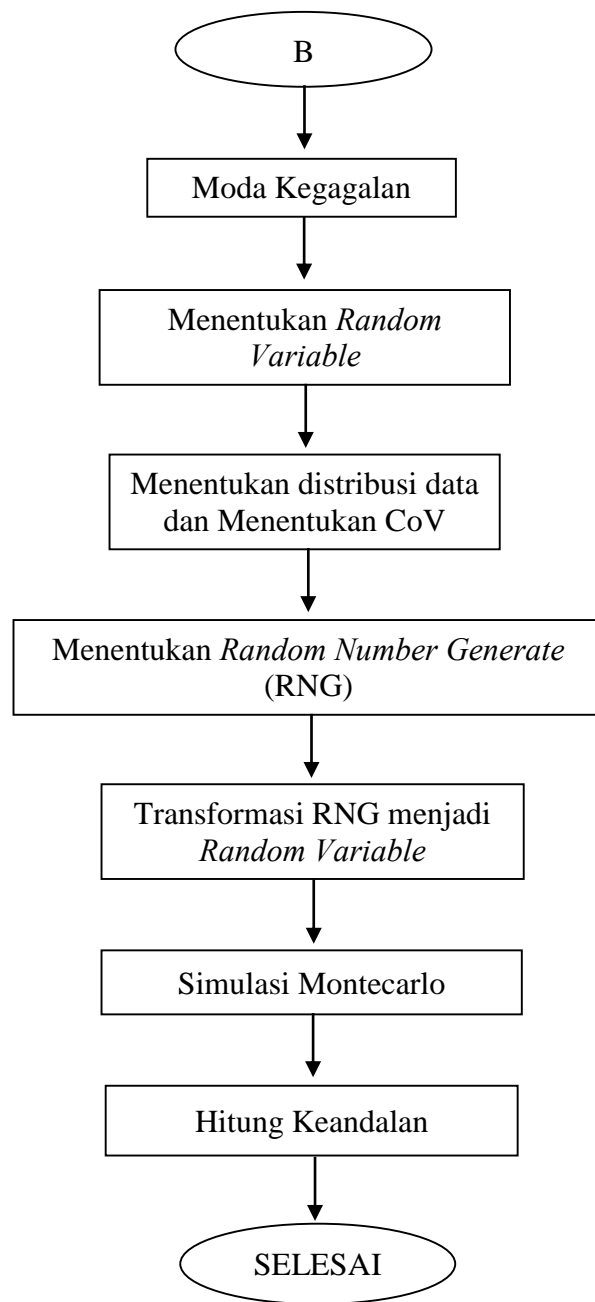
4. Perhitungan *Crack Propagation*

Menghitung besarnya nilai keretakan pada pipa dengan menggunakan diagram Parish Law

5. Perhitungan Umur Kelelahan pada Pipa

Melakukan perhitungan umur kelelahan pada pipa sebagai akibat dari *pitting corrosion* yang terjadi dalam pipa selama operasi.

### 3.3 Analisis Keandalan Pipa



**Gambar 3.3** Diagram Alir Perhitungan Keandalan Pipa

Penjabaran dari diagram di atas akan dijelaskan pada langkah-langkah di bawah ini :

1. Moda Kegagalan

Moda Kegagalan (MK) yang ditinjau pada Tugas Akhir ini adalah kegagalan terhadap kelelahan pipa akibat korosi *pitting* dan ketebalan pipa.

2. Variabel acak (*Random Variable*) yang menjadi *input* merupakan parameter yang terdapat pada moda kegagalan, yaitu tekanan internal, tekanan eksternal, suhu di dalam pipa, suhu lingkungan, dan SMYS

3. Menentukan distribusi data *input*-an berupa data tekanan dan tebal pipa kemudian menentukan CoV (*Coefficient of Varians*). Dari *Microsoft Excel* dapat kita tentukan jenis distribusi data Tekanan di dalam pipa (P)

4. Menentukan *Random Number Generate* (RNG)

Langkah-langkah menentukan RNG adalah dengan membuat RNG dari masing-masing variable acak dengan jumlah RNG masing-masing 25000 data.

5. Transformasi RNG menjadi *Random Variable*

Langkah berikutnya yaitu transformasi RNG menjadi *Random Variable* dengan menggunakan CDF pada masing-masing variable acak

6. Simulasi Montecarlo

Masing-masing variabel acak dimasukkan ke dalam moda kegagalan dan dicatat berapa banyak hasil yang gagal atau tidak. Pada Tugas Akhir ini dilakukan 25000 kali simulasi pada setiap titik korosi.

7. Menghitung keandalan

Setelah melakukan iterasi dan didapatkan jumlah hasil yang gagal atau tidak maka dapat diketahui analisis keandalan dari pipa yang telah melampaui tegangan ijin dan tidak melampaui tegangan ijin.

*(halaman ini sengaja dikosongkan)*

## BAB IV

### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Analisis Data

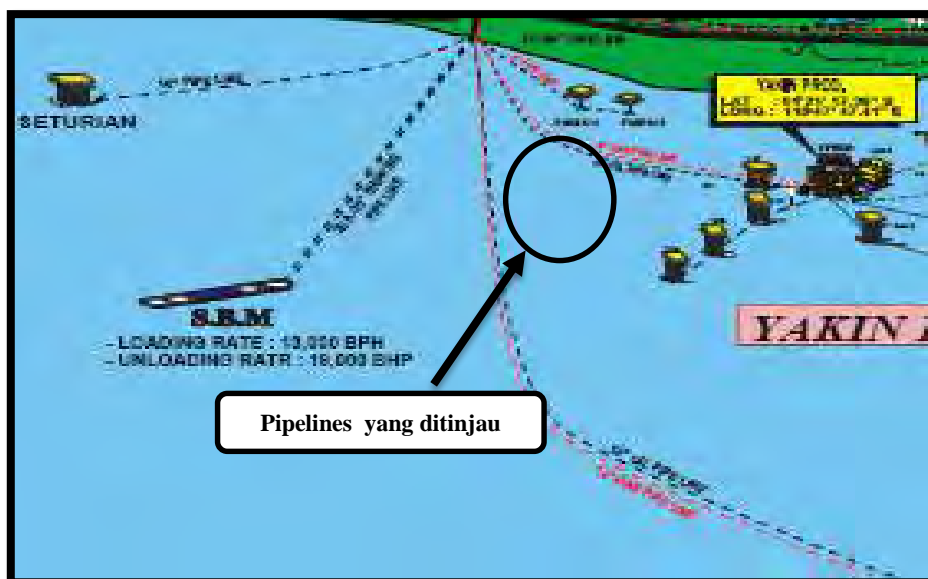
Data-data yang digunakan dalam pengerjaan Tugas Akhir ini adalah data Tugas Akhir milik Nani Subiyanto yang diperoleh dari data *pipelines* milik Chevron Indonesia *Company* yang berpusat di Balikpapan. *Pipelines* yang telah di-install pada tahun 1974 ini memiliki panjang 32 km dan masih digunakan untuk proses penyaluran gas.

Chevron Indonesia *Company* Kalimantan *Operation* memiliki 131 *pipelines (on service)* yang mempunyai fungsi masing-masing dan tersebar di dua area. Turunnya produksi minyak pada daerah Kalimantan membuat perusahaan akan meninggalkan beberapa lokasi sumur lama dan beralih untuk meningkatkan produksi gas (Subiyanto, 2014)

Analisis yang diangkat dalam Tugas Akhir ini adalah keandalan pipa terhadap kelelahan yang diakibatkan oleh *pitting corrosion*. Terdeteksinya *pitting corrosion* ini setelah dilakukan inspeksi *inline* pada tahun 2012 menggunakan *intelligent pig* yang menyatakan banyak terjadi *pitting corrosion* pada permukaan pipa. Hal ini mengindikasikan bahwa perlu dilakukan adanya analisis untuk menjamin *pipelines* aman dan masih layak beroperasi sekaligus juga memprediksi peluang kegagalan *pipeline* untuk mengetahui perkiraan waktu dalam perbaikan *pipelines* tersebut. Berikut ini adalah letak *pipelines* Sepinggang Tango yang berada di laut Kalimantan seperti pada Gambar 4.1 dan Gambar 4.2 di bawah ini :



**Gambar 4.1** Jalur *pipelines* Sepinggan *field* (Subiyanto, 2014)



**Gambar 4.2** Letak *pipelines* yang ditinjau (Subiyanto, 2014)



#### 4.1.1 Data Pipa

Berikut ini merupakan data umum pipa yang mengalirkan fluida gas dari Sepinggan Tango ke Lawe-lawe yang ditunjukkan pada Tabel 4.1 :

**Tabel 4.1** Data Umum Pipa (Subiyanto, 2014)

Data Pipa		
Parameter	Value	Satuan
Date Construction	1974	Tahun
Outside Diameter	12	inchi
Lenght	31	Km
Wall Thickness	0.373	inchi
Corrosion Allowance	0.125	inchi
Material	API 5L Grade X52	-
Pipe Type	Seamless	-
Product	Gas	-
SMYS	52000	Psi
SMTS	66000	Psi
Modulus Young	3.00E+07	Psi
Anti Corrosion Thickness (tcorr)	0.039	inchi
Concrete Coating	1.575	inchi
Coefficient of Thermal Expansion	11.7 x 10-6	/°C
Poison's Ratio	0.3	-
Design Pressure	1442	Psi
Maximum Pressure	619	Psi
Content Density	61.01	Pcf
Minimum Pressure	480	Psi
Temperature Difference to As-Laid ( $\Delta T$ )	22	°C
Operating Temperature	45	°C
Environment Temperature	23	°C

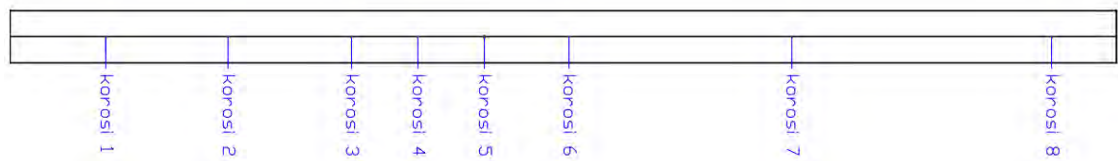
#### 4.1.2 Data Inspeksi

Dalam Tugas Akhir ini terdiri dari data inspeksi, yaitu data inspeksi berupa *pitting corrosion* dan data inspeksi berupa *pressure history*. Data *pitting corrosion* yang digunakan adalah data hasil inspeksi *intelligent pig* dari Chevron Indonesia Company pada tahun 2012. Bentuk *pitting corrosion* dibatasi bentuknya menjadi

*semi-elliptical* karena bentuk korosi yang sesuai dengan tipe perambatan retak Mode I. Berikut merupakan tabel inspeksi *inline* dari *ilntelligent pig* pada pipa sepanjang 12 meter pada km ke-30 yang mengalami korosi paling kritis. Untuk data inspeksi berupa *pressure history* pada pipa dapat dilihat pada Lampiran A.

**Tabel 4.2** Data inspeksi *pitting corrosion* (Subiyanto, 2014)

Nomor Korosi	Jarak dari Sambungan ( m )	Kedalaman Korosi (mm)		Panjang Korosi (mm)	Lebar Korosi (mm)
1	1.03	24%	2.28	8	19
2	2.35	24%	2.28	12	23
3	3.69	23%	2.185	11	18
4	4.41	22%	2.09	11	20
5	5.13	35%	3.325	17	23
6	6.05	25%	2.375	10	19
7	8.47	22%	2.09	9	15
8	11.29	26%	2.47	9	30



**Gambar 4.3** Ilustrasi Letak *Pitting Corrosion*

## 4.2 Analisis

Pembahasan dalam sub bab ini dilakukan untuk mengetahui permasalahan yang terdapat dalam tugas akhir ini. Analisis perhitungan dan permodelan dengan software dapat berupa tabel, grafik serta gambar.

### 4.2.1 Analisis *Hoop Stress*

Pada awal pembahasan yang dilakukan pada Tugas Akhir ini yaitu melakukan perhitungan tegangan yang terjadi pada pipa akibat *pressure* maksimum dan *pressure* minimum. Tujuan dari perhitungan tegangan maksimum dan minimum adalah sebagai acuan untuk analisis umur kelelahan akibat beban *pressure* yang terus berubah-ubah di dalam pipa. Beban maksimum yang digunakan dalam

perhitungan tegangan yaitu beban *maximum operating pressure*, sedangkan untuk beban *minimum operating pressure* yang didefinisikan sebagai beban *pressure* rata-rata yang terjadi pada pipa.

Perhitungan *hoop stress* dilakukan karena tegangan yang menuju dinding pipa (*tangensial*). Dalam perhitungan ini, beban *pressure* yang digunakan berasal dari *internal pressure*, sedangkan *external pressure* diabaikan karena pipa telah terlindungi oleh *concrete coating*. Beban eksternal yang diperhitungkan hanya beban dari tekanan hidrostatik. Berikut merupakan hasil dari perhitungan *hoop stress* untuk beban maksimum dan beban minimum menggunakan formulasi berdasarkan ASME B 31.8 :

$$H_s = \frac{(P_i - P_e) D}{2t} \quad (4.1)$$

dimana :

$H_s$  = Hoop stress (MPa)

$P_i$  = *Internal Pressure* (MPa)

= 4,266 MPa (Maksimum)

= 3,110 MPa (Minimum)

$P_e$  = *External Pressure* (MPa)

= 1025 x 9,81 x 41,45

= 416790,11 Pa = 0,42 MPa

$D$  = Diameter pipa (0,3048 meter)

$t$  = Tebal pipa (0,0095 meter)

Jadi, perhitungan angkanya adalah sebagai berikut :

$P_{max} = P_{imax} - P_e = 4,266 - 0,42 = 3,846$  MPa

$P_{min} = P_{imin} - P_e = 3,110 - 0,42 = 2,690$  MPa

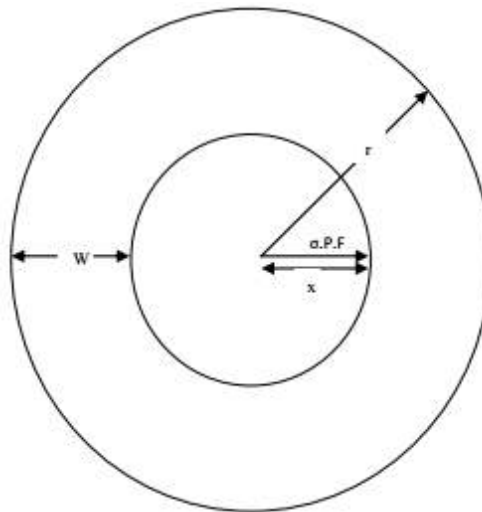
$$HS_{max} = \frac{3,846 \times 0,3048}{2 \times 0,0095} = 61,756 \text{ MPa}$$

$$HS_{min} = \frac{2,690 \times 0,3048}{2 \times 0,0095} = 43,208 \text{ MPa}$$

Dari hasil perhitungan di atas telah diketahui bahwa *hoop stress* maksimum yaitu 61,756 MPa dan *hoop stress* minimum yaitu 43,208 MPa. Besarnya tegangan ini dapat berpengaruh pada proses perambatan retak yang terjadi di permukaan dalam pipa ketika terjadi retak awal (*initial crack*).

#### 4.2.2 Perhitungan *Stress Intensity Factor* (SIF atau $K_I$ )

Pipa merupakan material berbentuk silinder yang mempunyai ketebalan tertentu dan tidak pejal, dengan bentuk konstruksi material seperti ini maka arah tegangan, tekanan, maupun gaya yang bekerja pada permukaan dalam pipa adalah berbentuk *circular* (bekerja secara arah positif terhadap permukaan dalam pipa). Berikut merupakan deskripsi arah tegangan (S), tekanan (P), dan gaya (F) sesuai dengan Gambar 4.3 :



**Gambar 4.4** Bentuk arah tegangan, tekanan, dan gaya dalam pipa

Ketika sisi pipa terjadi korosi sumur (*pitting corrosion*), maka kondisi ini bisa dikatakan pipa telah mengalami retak awal (*initial crack*). Kondisi ini akan menerima tekanan tangensial yang arahnya positif terhadap permukaan dalam pipa

atau dengan kata lain menekan ke segala permukaan dalam pipa. Kondisi arah tekanan seperti ini akan mengakibatkan arah tegangan yang juga searah dengan arah tekanan, kondisi tersebut merupakan kondisi yang mendekati dengan mode II. Namun dalam kenyataannya, ketika dilakukan inspeksi, kondisi retak pada pipa akibat *pitting corrosion* dalam bentuk *opening mode* (mode I). Sehingga meskipun arah tegangan searah dengan penjalaran retak ke arah ketebalannya, mode retak yang dalam Tugas Akhir ini menggunakan mode I karena kondisi retaknya adalah *opening mode* dengan bentuk retak *semi-elliptical*.

Formulasi yang digunakan untuk menghitung nilai *Stress Intensity Factor* (SIF atau  $K_I$ ) pada kasus retak yang terjadi pada permukaan dalam pipa dan memiliki bentuk *semi-elliptical* adalah menggunakan persamaan berikut (Barsom, 1987) :

$$K_I = Hs \sqrt{\frac{\pi a}{Q}} \quad (4.2)$$

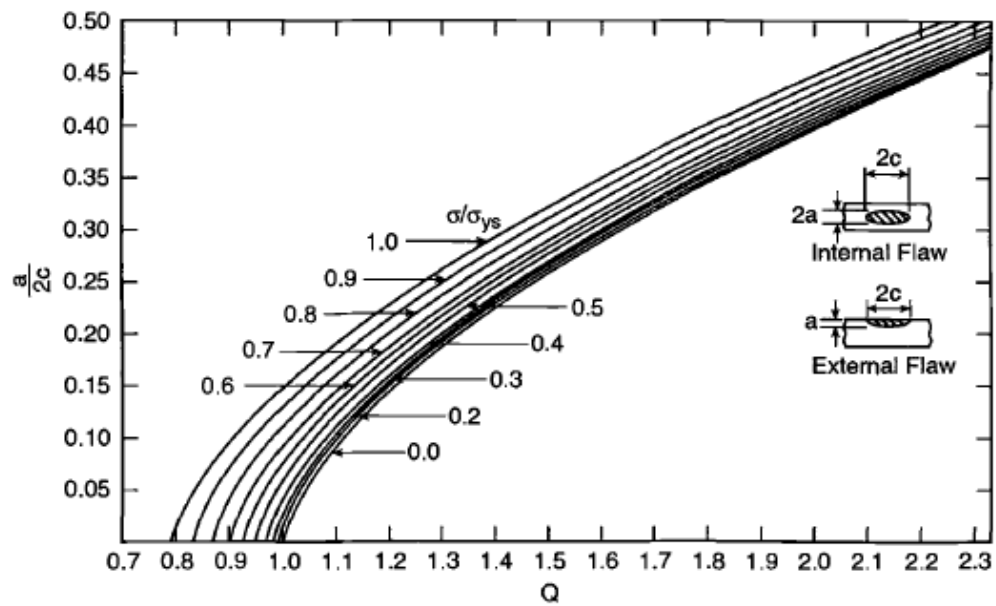
dengan :

$K_I$  : Stress Intensity Factor mode I (MPa $\sqrt{m}$ )

$Hs$  : Hoop stress (MPa)

$a$  : kedalaman retak (m)

$Q$  : Parameter cacat



**Gambar 4.5** Parameter cacat retak pada kondisi *surface crack* (Barsom, 1987)

Sebelum menghitung nilai SIF, maka terlebih dahulu harus menentukan parameter cacat sesuai dengan kondisi yang terjadi di 8 titik korosi. Berikut merupakan parameter cacat pada tiap titik seperti yang dijelaskan pada tabel di bawah ini :

**Tabel 4.3** Harga Q dengan pembebanan maksimum  $H_s/S_{ys} = 0,2$

Titik Korosi	kedalaman korosi (a) (m)	panjang korosi (2c) (m)	a/2c	Q
1	0,00228	0,019	0,12	1,09
2	0,00228	0,023	0,10	1,05
3	0,002185	0,018	0,12	1,09
4	0,00209	0,02	0,10	1,05
5	0,003325	0,023	0,14	1,15
6	0,002375	0,019	0,13	1,08
7	0,00209	0,015	0,14	1,15
8	0,00247	0,03	0,08	1,07

**Tabel 4.4** Harga Q dengan pembebanan minimum  $H_s/S_{ys} = 0,1$

Titik Korosi	kedalaman korosi (a) (m)	panjang korosi (2c) (m)	a/2c	Q
1	0,00228	0,019	0,12	1,07
2	0,00228	0,023	0,10	1,06
3	0,002185	0,018	0,12	1,07
4	0,00209	0,02	0,10	1,06
5	0,003325	0,023	0,14	1,13
6	0,002375	0,019	0,13	1,10
7	0,00209	0,015	0,14	1,13
8	0,00247	0,03	0,08	1,03

Setelah harga Q diperoleh, maka dilanjutkan dengan menghitung nilai SIF untuk Mode I pada setiap titik korosi dengan pembebanan maksimum dan pembebanan minimum. Berikut merupakan hasil perhitungan nilai SIF yang ditunjukkan pada Tabel 4.5 dan 4.6 sesuai dengan Mode I :

**Tabel 4.5** Hasil perhitungan SIF mode I dengan pembebanan maksimum

Titik Korosi	$K_I$ (MPa $\sqrt{m}$ )
1	5,00
2	5,10
3	4,90
4	4,88
5	5,88
6	5,13
7	4,67
8	5,26

**Tabel 4.6** Hasil perhitungan SIF mode I dengan pembebanan minimum

Titik Korosi	KI (MPa√m)
1	3,53
2	3,55
3	3,46
4	3,40
5	4,15
6	3,56
7	3,29
8	4,75

Dari hasil perhitungan SIF di atas, dapat diketahui bahwa SIF terbesar yaitu 5,88 MPa√m. Nilai ini masih memenuhi *fracture toughness* ( $K_{IC}$ ) sebesar 61,41 MPa√m. *Fracture toughness* ini didapatkan dari hasil pengujian material baja yang dalam Tugas Akhir ini tidak dilakukan. *Fracture toughness* dalam Tugas Akhir ini berasal dari jurnal “*Hydrogen Effect on Fatigue and Fracture of Pipe Steels*” dengan jenis material pipa yang sama dengan Tugas Akhir ini.

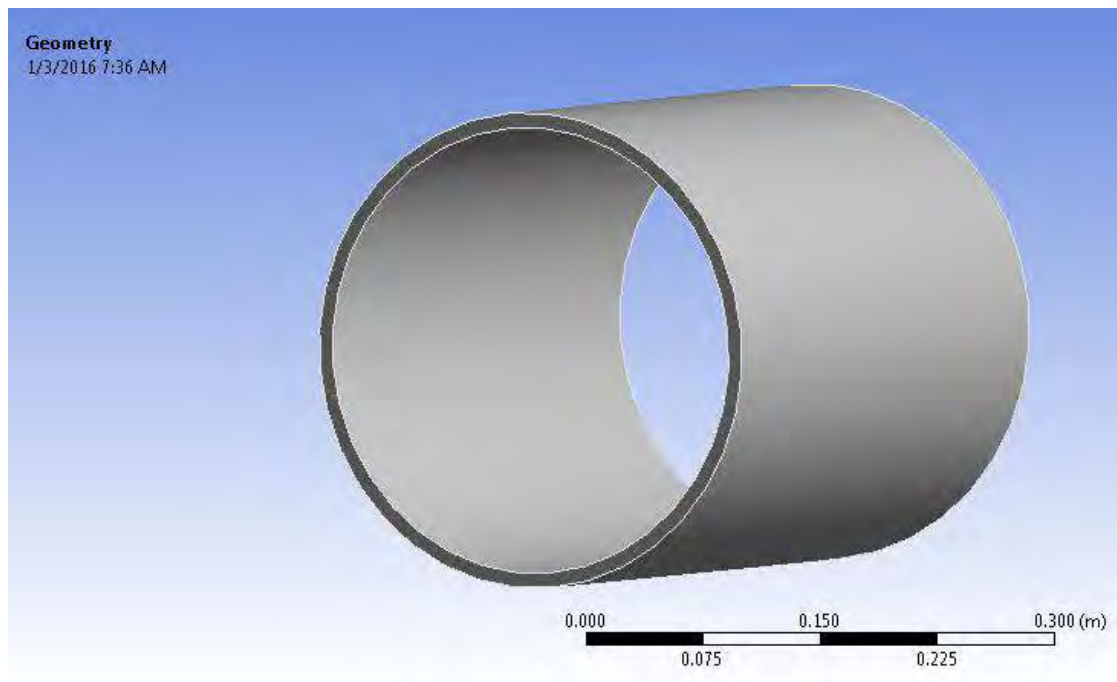
#### 4.3 Permodelan pada *Software*

Hasil perhitungan SIF mode I di atas akan dibandingkan dengan permodelan menggunakan *software*. Permodelan pipa pada Tugas Akhir ini merupakan permodelan menggunakan *solid element*. Langkah-langkah dalam permodelan *pitting corrosion* secara umum pada *software* yaitu dengan memodelkan struktur pipa sesuai dengan kondisi, kemudian dilakukan *meshing* pada model yang dibuat dengan ukuran sekecil mungkin. Dilanjutkan dengan memberikan kondisi batas sehingga dapat dilakukan proses *running* untuk mendapatkan nilai SIF nya sesuai dengan mode I.



#### 4.3.1 Permodelan Struktur Pipa

Langkah pertama dalam permodelan pipa yaitu dengan cara mendeskripsikan struktur pipa. Dalam Tugas Akhir ini, permodelan dilakukan dengan cara memodelkan pipa sepanjang 0,4 meter dengan memasukkan nilai retak satu per satu pada setiap modelnya. Hal ini dilakukan agar hasil yang diperoleh dari permodelan lebih detail dan menyerupai keadaan sesungguhnya.



**Gambar 4.6** Permodelan pipa sepanjang 0,4 meter

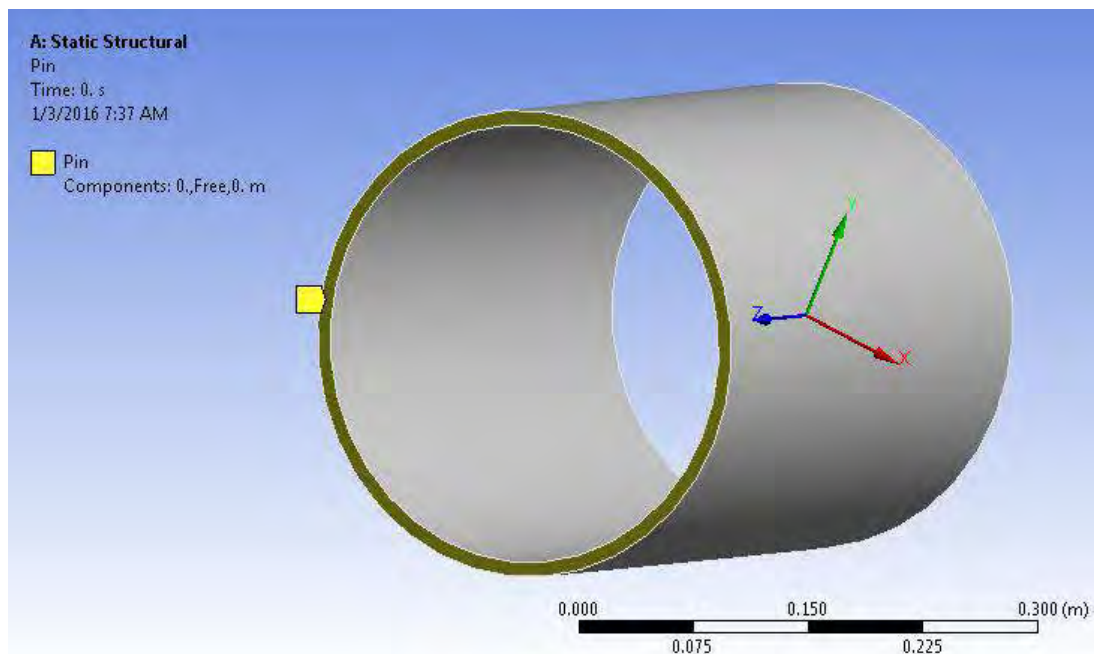
#### 4.3.2 Kondisi Batas dan Pembebanan

Setelah permodelan struktur selesai dibuat, tahap selanjutnya yaitu memberikan kondisi batas (*boundary condition*). Pada proses pemberian kondisi batas pada analisis ini dilakukan pada struktur model. Hal ini dilakukan untuk memberikan tumpuan pada kedua ujung pipa yang bertujuan agar kondisi struktur pipa mendekati keadaan sesungguhnya ketika diberi beban. Setelah itu memberikan beban berupa rata-rata dari *internal pressure* maksimal yang terjadi ketika operasi dan rata-rata dari *Minimum Pressure* yang terjadi berdasarkan data *pressure history*. Selain beban dari *internal pressure*, beban yang bekerja pada struktur ini adalah

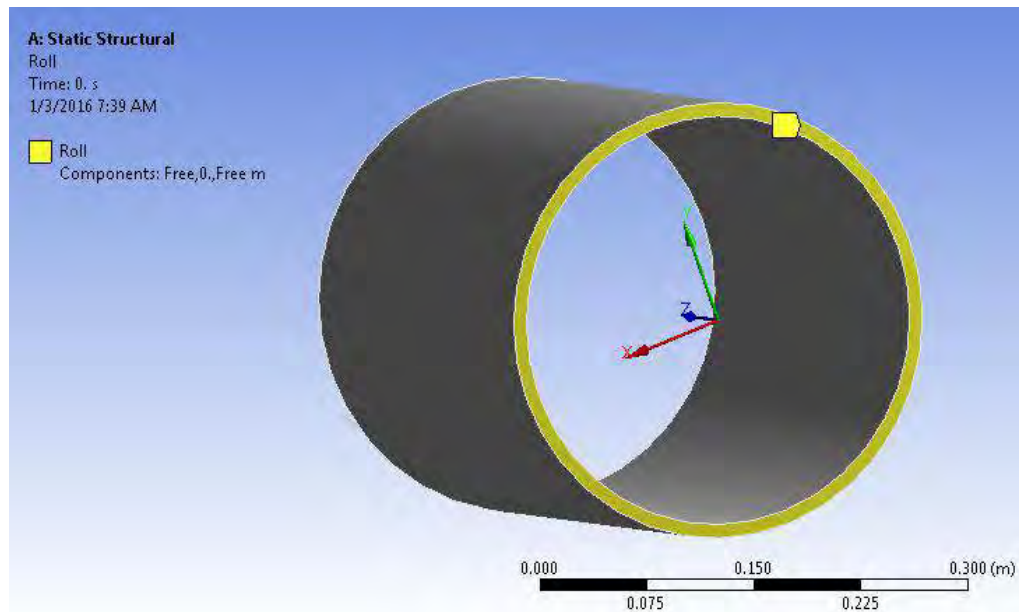
beban dari luar berupa tekanan hidrostatik. Hal ini dikarenakan pipa berada pada *seabed* sehingga pipa dianggap stabil karena tidak ada jarak antara *seabed* dengan pipa. Berikut merupakan kondisi batas dan pembebanan pada pipa :

**Tabel 4.7** Kondisi Batas

Boundary Condition	Arah Sumbu		
	x	y	z
Pin	0	free	0
Roll	free	0	free



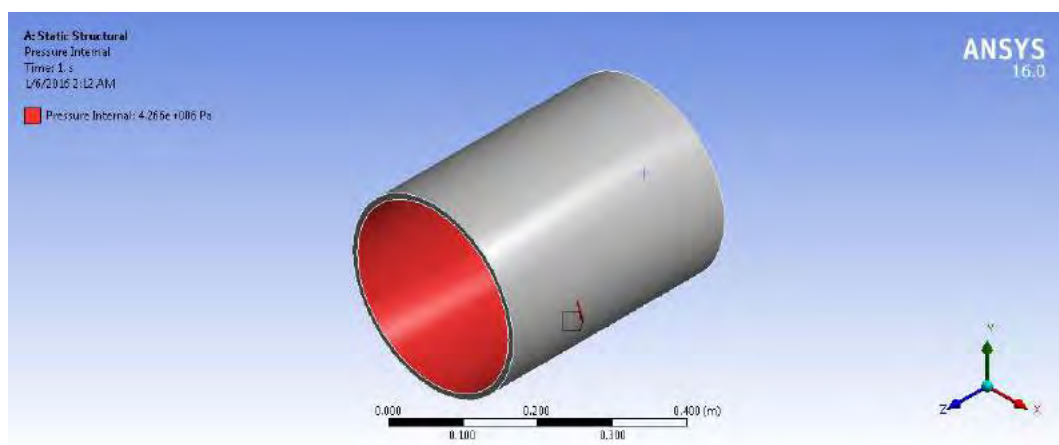
**Gambar 4.7** Tumpuan *pin*



**Gambar 4.8** Tumpuan *roll*

**Tabel 4.8** Pembebanan pada Permodelan

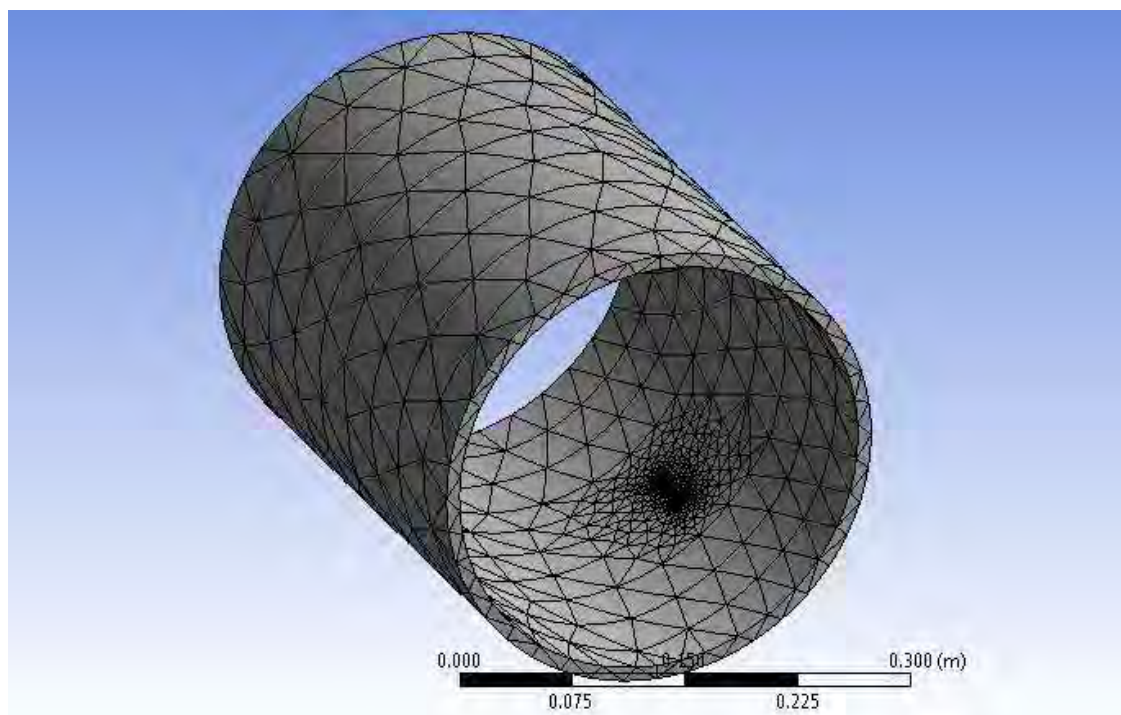
Jenis Pembebanan	Nilai	Satuan
Internal Pressure	4.266	Mpa
External Pressure	3.791	Mpa



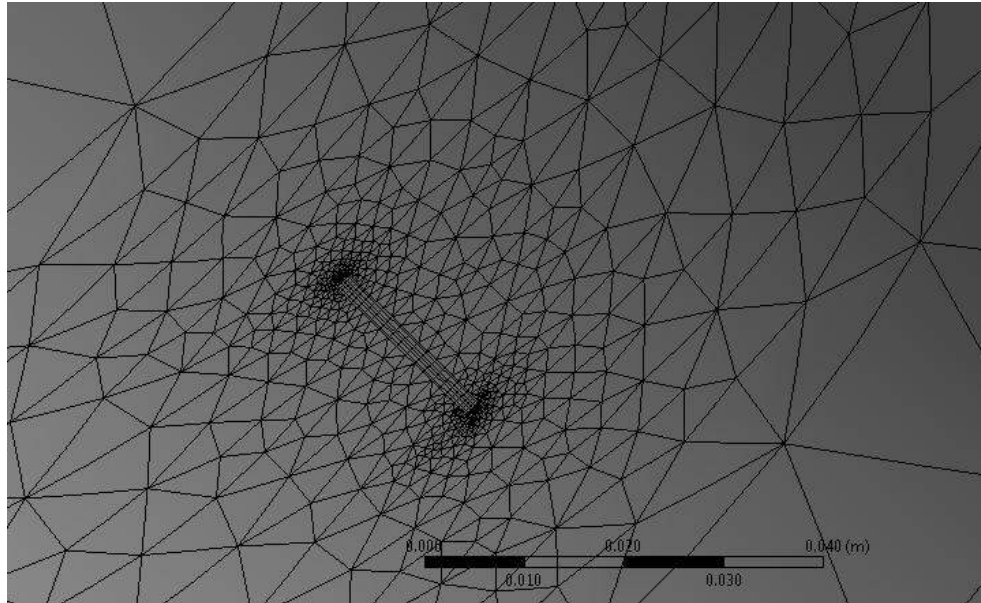
**Gambar 4.9** Pembebanan pada pipa

#### 4.3.3 Meshing Retak dan Running SIF

Langkah selanjutnya yaitu melakukan *meshing* pada struktur pipa. Dalam hal ini *meshing* dilakukan 2 kali, karena berhubungan dengan permodelan retak. *Meshing* pertama yaitu *meshing* secara otomatis dengan bentuk model *tetrahedrons meshing*. Sedangkan untuk *meshing* yang kedua yaitu *fracture meshing* dengan memasukkan panjang korosi, lebar korosi ( $2c$ ), dan kedalaman korosi ( $a$ ) sesuai dengan data inspeksi. Pada *fracture meshing*, ukuran yang digunakan menggunakan skala kontur (*mesh contour*) yang telah ditentukan dari *software* yaitu ukuran 10-15.



**Gambar 4.10** *Meshing pitting corrosion*



**Gambar 4.11** Model *meshing* retak *pitting corrosion*

Setelah *meshing* selesai, tahap akhir yaitu *running* model untuk mendapatkan nilai SIF mode I. berikut merupakan hasil dari *meshing* dan *running* yang telah dilakukan dengan menggunakan *software* seperti yang ditunjukkan pada tabel berikut :

**Tabel 4.9** Hasil *meshing* dan *running* SIF

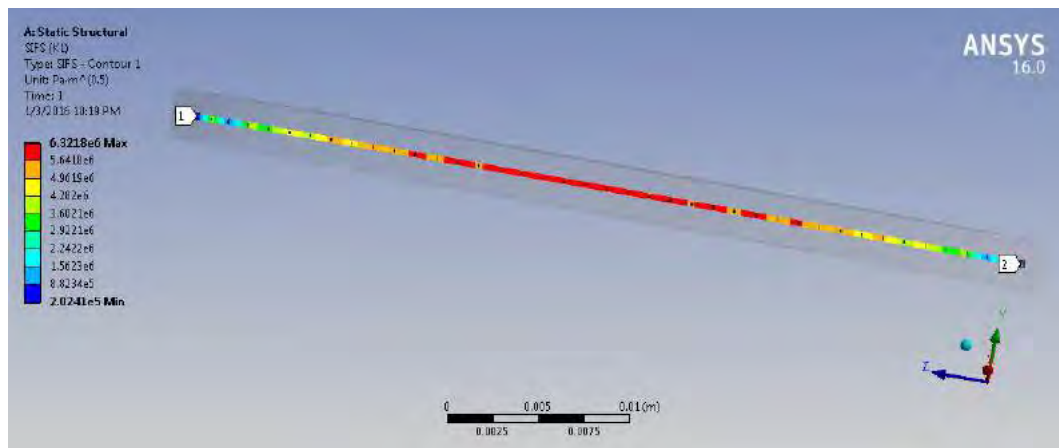
Ukuran <i>Meshing</i>	<i>Stress Intensity</i> <i>Factor</i> (MPa√m)
10	6,321
11	6,318
12	6,322
13	6,334
14	6,314
15	6,322

Dapat dilihat pada Tabel 4.9 menunjukkan bahwa ukuran *meshing* pada *software* yang digunakan adalah 11 dengan nilai SIF sebesar 6,32 MPa√m dan nilai SIF cenderung konstan, maka *meshing* dengan ukuran 11 yang dipilih. Berikut

merupakan hasil perhitungan *Stress Intensity Factor* (SIF) dengan menggunakan *software*, yang ditunjukkan pada Gambar 4.10.

**Tabel 4.10** Hasil Perhitungan SIF pada *Software*

Titik Korosi	K <sub>I</sub> Software	
	K <sub>I</sub> max	K <sub>I</sub> min
1	4.99	3.53
2	5.09	3.55
3	4.91	3.42
4	4.86	3.39
5	5.82	4.06
6	5.08	3.53
7	4.67	3.28
8	5.27	3.8



**Gambar 4.12** Hasil *running* nilai SIF *mode I* pada *software*

#### 4.4 Validasi Perhitungan dan Permodelan

Validasi sangat penting sekali dilakukan untuk mengetahui tingkat kebenaran antara perhitungan manual yang dilakukan dengan permodelan menggunakan *software*. Dari hasil perhitungan manual dan permodelan dengan menggunakan *software*, maka dapat diketahui besarnya *error* yang terjadi. Validasi dilakukan untuk membandingkan perhitungan manual dengan permodelan pipa 0,4 meter yang masing-masing model terdapat 1 titik *pitting corrosion*. Untuk perhitungan untuk menentukan *error* adalah sebagai berikut :

$$Error = \left| \frac{K_{I\text{manual}} - K_{I\text{software}}}{K_{I\text{manual}}} \right| \times 100 \% \quad (4.3)$$

Untuk perhitungan *error* pada masing-masing titik korosi dapat dijelaskan pada tabel 4.10 dan tabel 4.11 berikut :

**Tabel 4.11** Validasi SIF saat pembebanan maksimum

Titik Korosi	K <sub>I</sub> manual (MPa√m)	K <sub>I</sub> <i>software</i> (MPa√m)	Error (%)
1	5,00	4,99	0,30
2	5,10	5,09	0,18
3	4,90	4,91	0,21
4	4,88	4,86	0,46
5	5,88	5,82	1,09
6	5,13	5,08	1,01
7	4,67	4,67	0,10
8	5,26	5,27	0,23

**Tabel 4.12** Validasi SIF pada pembebanan minimum

Titik Korosi	K <sub>I</sub> manual (MPa√m)	K <sub>I</sub> <i>software</i> (MPa√m)	Error (%)
1	3,53	3,53	0,12
2	3,55	3,55	0,03
3	3,46	3,42	1,15
4	3,40	3,39	0,29
5	4,15	4,06	2,24
6	3,56	3,53	0,78
7	3,29	3,29	0,39
8	3,75	3,80	1,35



## 4.5 Kecepatan Perambatan Retak

### 4.5.1 Perhitungan *Range Stress Intensity Factor* ( $\Delta K$ )

Berdasarkan hukum Paris-Erdogan, nilai  $\Delta K$  didapat dari selisih nilai  $K$  saat pembebeanan maksimum dengan nilai  $K$  saat pembebeanan minimum. Untuk lebih jelasnnya dapat dilihat pada tabel 4.13 dibawah ini :

**Tabel 4.13** *Range Stress Intensity Factor* ( $\Delta K$ )

Titik Korosi	$K_I$ (MPa $\sqrt{m}$ )		$\Delta K_I$ (MPa $\sqrt{m}$ )
	Maksimum	Minimum	
1	5,00	3,53	1,47
2	5,10	3,55	1,55
3	4,90	3,46	1,44
4	4,88	3,40	1,48
5	5,88	4,15	1,73
6	5,13	3,56	1,57
7	4,67	3,29	1,37
8	5,26	3,75	1,51

### 4.5.2 Parameter Keretakan

Untuk mencari kecepatan rambat retak ( $da/dN$ ) dibutuhkan parameter keretakan ( $C$  dan  $m$ ) berdasarkan jenis materialnya . Nilai  $C$  dan  $m$  tiap material didapatkan secara empiris menggunakan data yang didapatkan dari tes kelelahan. Jenis material yang digunakan dalam penelitian ini adalah baja *ferrite-pearlite* ASTM A 36 yang memiliki nilai  $C$  dan  $m$  adalah  $3.6 \times 10^{-10}$  dan 3.0.

### 4.5.3 Laju Perambatan Retak (*Crack Propagation*)

Hasil dari perhitungan laju perambatan retak dari masing-masing titik pitting corrosion, ditunjukkan pada Tabel 4.14 sesuai dengan perhitungan  $da/dN$  sebagai berikut :



$$da/dN = C (\Delta K_I)^m \quad (4.4)$$

**Tabel 4.14** Laju Perambatan Korosi

Nomor Korosi	a <sub>0</sub> (mm)	K <sub>I</sub> (MPa√m)		Delta K <sub>I</sub> (MPa√m)	da/dN (m/cycle)
		K <sub>max</sub>	K <sub>min</sub>		
1	2.28	5.00	3.53	1.47	4.51339E-08
2	2.28	5.10	3.55	1.55	4.77374E-08
3	2.185	4.90	3.46	1.44	4.23426E-08
4	2.09	4.88	3.40	1.48	4.18963E-08
5	3.325	5.88	4.15	1.73	7.33468E-08
6	2.375	5.13	3.56	1.57	4.8652E-08
7	2.09	4.67	3.29	1.37	3.65522E-08
8	2.47	5.26	3.75	1.51	5.23251E-08

Berdasarkan Tabel 4.14 telah diketahui laju perambatan korosi di setiap titiknya. Selanjutnya akan dilakukan perhitungan perambatan kedalaman korosi karena *cycle* yang ditimbulkan dari tekanan dalam pipa sehingga akan diketahui berapa waktu untuk pipa terkorosi sampai titik toleransi.

#### 4.5.4 Perhitungan Umur Kelelahan

Untuk menghitung umur kelelahan pipa yang terkorosi dilakukan dengan cara meng-*incremental*-kan kedalaman korosi hingga mencapai kedalaman yang diijinkan oleh DNV RP F101. Perhitungan kedalaman korosi dapat ditulis secara matematis sebagai berikut :

$$a_f = (da/dN) \times N_{\text{cycle 1 tahun}} \times N_{\text{tahun}} \quad (4.5)$$

dengan nilai  $a_f$  merupakan kedalaman korosi akibat *cycle* yang terjadi

**Tabel 4.15** Umur kelelahan pipa sampai ketebalan yang diijinkan

da/dN (m/cycle)	cycle/tahun	tahun	af (m)	af (mm)
7.33468E-08	1000	1	0.005598	5.598347
7.33468E-08	1000	2	0.005672	5.671694
7.33468E-08	1000	3	0.005745	5.74504
7.33468E-08	1000	4	0.005818	5.818387
7.33468E-08	1000	5	0.005892	5.891734
7.33468E-08	1000	6	0.005965	5.965081
7.33468E-08	1000	7	0.006038	6.038428
7.33468E-08	1000	8	0.006112	6.111775
7.33468E-08	1000	9	0.006185	6.185121
7.33468E-08	1000	10	0.006258	6.258468
7.33468E-08	1000	11	0.006332	6.331815
7.33468E-08	1000	12	0.006405	6.405162
7.33468E-08	1000	13	0.006479	6.478509
7.33468E-08	1000	14	0.006552	6.551856
7.33468E-08	1000	15	0.006625	6.625202

Sesuai dengan hasil pada Tabel 4.15 digunakan sebagai acuan untuk pertimbangan pergantian pipa. Sesuai dengan kriteria DNV RP F101 yang membahas tentang kriteria maksimum yang diijinkan akibat cacat yang ditimbulkan akibat korosi. Asumsi yang digunakan adalah jumlah *cycle*/tahun yaitu sebanyak 1000 *cycle* dan kedalaman cacat yang diijinkan yaitu sampai kedalaman 0,0065 meter atau sampai kedalaman 70% pipa. Dengan cara yang sama, perhitungan untuk setiap titik korosi dapat dilihat pada Tabel 4.13 di bawah ini dengan perhitungan pada setiap titik korosi yang dicantumkan pada Lampiran D :

**Tabel 4.16** Perhitungan Umur Kelelahan pada setiap titik korosi

Nomor Korosi	Tebal Pipa (mm)	sisa ketebalan (m)	umur (tahun)
1	9.4742	0.0028242	48
2	9.4742	0.0028442	45
3	9.4742	0.0028442	53
4	9.4742	0.0028342	56
5	9.4742	0.0028442	15
6	9.4742	0.0028042	43
7	9.4742	0.0028442	64
8	9.4742	0.0028142	38

Dari tabel di atas dapat diketahui bahwa umur pipa terpendek dari 8 titik *pitting corrosion* dalam mencapai 70 persen dari ketebalan pipa adalah 15 tahun.

#### 4.6 Analisis Keandalan

##### 4.6.1 Moda Kegagalan

Hal yang pertama kali dilakukan dalam analisis keandalan adalah menentukan moda kegagalan. Moda kegagalan ini berguna sebagai parameter untuk menunjukkan kapan dan dalam keadaan apa struktur tersebut mengalami kegagalan. Moda kegagalan ini juga berguna pada langkah berikutnya yaitu untuk menentukan *Probability of Failure* (PoF) yang merupakan faktor penting untuk menentukan keandalan dari struktur. Moda kegagalan pada penelitian ini berdasar pada tegangan yang semakin besar karena semakin menipisnya ketebalan pipa sehingga sangat mempengaruhi umur kelelahan pipa tersebut. Dimana kerusakan akibat kelelahan dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Kekuatan} = 0.9 \times \text{SMYS} \quad (4.6)$$

$$\text{Beban (S}_{\text{equivalent}}\text{)} = \sqrt{(S_h)^2 + (S_l)^2 - ((S_h)^2((S_l)^2))} \quad (4.7)$$

$$\text{Mk} = \text{Kekuatan} - \text{Beban} \quad (4.8)$$

dimana :

$S_e$	= <i>equivalent stress</i> (MPa)
$S_h$	= <i>hoop stress</i> (MPa)
$S_L$	= <i>longitudinal stress</i> (MPa)
$P$	= tekanan pipa (MPa)
$D$	= diameter pipa (m)
$t$	= tebal pipa (m)
$\nu$	= <i>poisson ratio</i>
$E$	= <i>modulus young</i> (MPa)
$\alpha$	= koefisien termal ( $^{\circ}\text{C}$ )
$\Delta T$	= perbedaan suhu ( $^{\circ}\text{C}$ )

Dari persamaan tersebut dapat ditentukan moda kegagalan dari penelitian ini yaitu kegagalan akan terjadi seiring dengan besarnya *equivalent stress* pada setiap kedalaman korosinya. Karena pipa sudah beroperasi selama 38 tahun, maka diperlukan analisa keandalan :

$$\text{Moda Kegagalan} = 0.9SMYS - S_{\text{equivalent}} \quad (4.8)$$

#### 4.6.2 Variabel Acak

Setelah moda kegagalan ditentukan, berikutnya adalah menentukan variabel acak. Variabel acak ini berasal dari variabel-variabel persamaan moda kegagalan di atas yang memiliki ketidakpastian. Ketidakpastian ini yg digunakan untuk menggambarkan peluang kegagalan pada keadaan sebenarnya di alam yang juga memiliki ketidakpastian yang tinggi. Dari persamaan moda kegagalan akibat kelelahan dapat ditentukan beberapa variabel yang digunakan sebagai variabel acak seperti tertera pada tabung berikut ini. Nilai CoV merujuk pada penelitian-penelitian sebelumnya seperti disebutkan oleh Diwansyah (2008) dan Firmansyah (2013)

**Tabel 4.17** Statistik Parameter

Random Variable	Mean	SD	CoV
P <sub>i</sub>	5	0.25	0.05
P <sub>e</sub>	0.552	0.04968	0.09
T <sub>0</sub>	42	0.42	0.01
T <sub>i</sub>	25	0.75	0.03
0.9 SMYS	322.686	25.81488	0.08

#### 4.6.3 Peluang Kegagalan

Peluang kegagalan (*probability of failure*) didapat dari hasil simulasi Monte Carlo yang ditinjau dari titik korosi internal pipa dengan menerapkan moda kegagalan yang telah disebutkan sebelumnya. Dari persamaan moda kegagalan di atas diterapkan variabel acak seperti pada Tabel 4.17 dan variabel tetapnya diambil dari parameter retak yang merupakan hasil dari uji laboratorium.

RNG didapatkan dengan bantuan perangkat lunak sesuai dengan rata-rata, standar deviasi, dan jenis distribusi masing-masing variabel acak. Pengerjaan simulasi Monte Carlo juga dilakukan dengan bantuan perangkat lunak sebanyak 25000 kemungkinan dan didapatkan hasil peluang kegagalan (PoF) yang dapat dilihat pada Lampiran E. Berikut merupakan tabel hasil PoF pada pipa yang terkorosi :

**Tabel 4.18** Komparasi keandalan pada setiap model

Titik Korosi	Sisa Ketebalan (m)	Peluang Gagal	Keandalan
1	0.0028242	0.00032	0.99968
2	0.0028442	0.00032	0.99968
3	0.0028442	0.00032	0.99968
4	0.0028342	0.00032	0.99968
5	0.0028442	0.00032	0.99968
6	0.0028042	0.0004	0.9996
7	0.0028442	0.00032	0.99968
8	0.0028142	0.00036	0.99964

Apabila ditinjau dari hasil perhitungan keandalan dengan menggunakan simulasi Monte Carlo, dapat dilihat bahwa pada setiap titik korosi memiliki keandalan 0,99. Hal ini menunjukkan tegangan yang terjadi pada titik korosi dapat menyebabkan pipa tersebut gagal dengan peluang yang kecil, sehingga pipa pada dasarnya masih bisa beroperasi walaupun ketebalan pipa sudah melampaui toleransi dari DNV RP F101.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Merujuk pada hasil perhitungan beberapa analisa keandalan pipa terhadap kelelahan akibat *pitting corrosion* di jalur pipa dari sepinggan *Field* menuju Lawe-lawe yang berada di Kalimantan didapatkan kesimpulan sebagai berikut.

1. Nilai *Stress Intensity Factor* (SIF) terbesar dengan pembebanan maksimum sebesar  $5,88 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$  dan nilai ini masih jauh dari besarnya *fracture toughness* yaitu  $61,41 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$  yang merupakan nilai SIF kritis, sehingga pipa dalam kondisi masih memenuhi dalam *design criteria*.
2. Jika ditinjau dari titik korosi terdalam, maka didapatkan hasil dari umur kelelahan selama 15 tahun. Umur kelelahan ini sesuai dengan tebal minimum pipa yang diijinkan DNV RP F101 sebesar 70% dari ketebalan pipa. Sehingga pipa harus segera dilakukan mitigasi untuk meninjau ulang kekuatan pipa
3. Hasil dari perhitungan peluang kegagalan dan keandalan menggunakan simulasi Monte Carlo dengan 25000 kali percobaan yaitu didapatkan keandalan sebesar 0,99. Hal ini menunjukkan pipa dianggap masih bisa beroperasi walaupun telah melampaui toleransi ketebalan pipa berdasarkan DNV RP F101.

#### 5.2 Saran

Dalam pengerjaan tugas akhir ini, terdapat beberapa kekurangan di dalamnya, sehingga dapat menjadi penelitian lanjutan kedepannya. Adapun saran yang dapat diberikan sebagai masukan dalam penelitian lanjutan kedepannya antara lain :

1. Perlu adanya analisa beban eksternal dinamis yang dapat mempengaruhi umur kelelahan pipa.
2. Perlu dilakukan analisa scouring yang kemungkinan terjadi pada pipa.

3. Perlu dilakukan validasi hasil keandalan pipa menggunakan metode keandalan lain.

Perlu adanya perhitungan resiko dan mitigasi pada pipa yang terkorosi.



## DAFTAR PUSTAKA

- Aditya P, Murdjito, Supomo H. 2010. **Analisa Perambatan Retak pada Pipa Bawah Laut Akibat Stress Corrosion Cracking dengan Metode Numerik**. Tugas Akhir, Jurusan Teknik Kelautan FTK ITS.
- ASME B31.8. 2012. **Gas Transmission and Distribution Piping System**.
- Barsom, J. M., dan Rolfe, S.T. 1987. **Fracture and Fatigue Control in Structures, Second Edition**. New Jersey: Prentice Hall, Inc.
- Barsom, J. M., dan Rolfe, S.T. 1999. **Fracture and Fatigue Control in Structures, Third Edition**. New Jersey: Prentice Hall, Inc.
- Broek, D. 1984. **Elementary Engineering Fracture Mechanics**. Netherlands: Martinus Nijhoff Publisher.
- Davis, J.R, 2000. **Corrosion Understanding The Basic**. Ohio: ASM International
- Det Norske Veritas. 2010. **DNV-RP-C203: Fatigue Design of Offshore Steel Structure**. Norway: DNV.
- <http://www.corrview.com/piping-bulletins/technical-bulletin-p-04>
- Lassen, T., dan Naman R. 2006. **Fatigue Life Analyses of Welded Structures**. London: ISTE Ltd.
- Maddox, S. J. 1999. **Fatigue Strength of Welded Structures**. England: Abington Publishing.
- Rosyid, D.M. 2007. **Pengantar Rekayasa Keandalan**. Surabaya : Airlangga University Press
- Sisan, A. 2014. **Can Today's Fracture Mechanics Address Future Pipelines Integrity**. Subsea Systems Integrity Conference : DNV.GL

- Siswosuwarno, M., dan Ichsan S. P. 1987. **Penerapan Fracture Mechanics pada Prediksi Umur Kelelahan**. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Soegiono. 2007. **Pipa Laut**. Surabaya : Airlangga Univesity Press.
- Subiyanto, N. 2014. **Analisa Kekuatan Sisa pada Subsea Pipeline Akibat Korosi Pitting Internal**. Tugas Akhir, Jurusan Teknik kelautan FTK ITS.
- Stoychev, S., dan Kujawski, D. 2008. "Crack-tip Stresses and Their Effects on Stress Intensity Factor for Crack Propagation". **Engineering Fracture Mechanics**, 75, 2469-2479.
- Teixeira, A.P. 2008. Reliability of Pipelines with Corossion Defects. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, 85, 228-237.
- Young G, Wilkening W, Morton D, Richey E, Lewis N. 2005. **The Mechanism and Modelling of Intergranular Stress Corrosion Cracking of Nickel Choromium Iron Alloys Exposed to High Purity water, The Minerals, Metals, and Material Society**, Vol.4 : 46-52

## DATA UMUM PIPA

Data Pipa		
Parameter	Value	Satuan
Date Construction	1974	Tahun
Outside Diameter	12	inchi
Lenght	31	Km
Wall Thickness	0.373	inchi
Corrosion Allowance	0.125	inchi
Material	API 5L Grade X52	-
Pipe Type	Seamless	-
Product	Gas	-
SMYS	52000	Psi
SMTS	66000	Psi
Modulus Young	3.00E+07	Psi
Anti Corrosion Thickness (tcorr)	0.039	inchi
Concrete Coating	1.575	inchi
Coefficient of Thermal Expansion	11.7 x 10-6	/°C
Poison's Ratio	0.3	-
Design Pressure	1442	Psi
Maximum Pressure	619	Psi
Content Density	61.01	Pcf
Minimum Pressure	480	Psi
Temperature Difference to As-Laid ( $\Delta T$ )	22	°C
Operating Temperature	45	°C
Environment Temperature	23	°C

# DATA INSPEKSI KOROSI PIPA

Nomor Korosi	Jarak dari Sambungan ( m )	Kedalaman Korosi (mm)		Panjang Korosi (mm)	Lebar Korosi (mm)
1	1.03	24%	2.28	8	19
2	2.35	24%	2.28	12	23
3	3.69	23%	2.185	11	18
4	4.41	22%	2.09	11	20
5	4.72	35%	3.325	17	23
6	6.05	25%	2.375	10	19
7	8.47	22%	2.09	9	15
8	11.29	26%	2.47	9	30

# DATA PRESSURE HISTORY PIPA

No	12" OFFSHORE PIPELINE			
	Date	PRESSURE		TEMPERATURE (DEGF)
		(PSI)	(MPa)	
1	18-Jan-10	517	3.565	106
2	18-Jan-10	470	3.241	107
3	18-Jan-10	600	4.137	103
4	18-Jan-10	574	3.958	105
5	18-Jan-10	504	3.475	104
6	18-Jan-10	522	3.599	108
7	18-Jan-10	485	3.344	108
8	18-Jan-10	613	4.227	106
9	18-Jan-10	513	3.537	104
10	18-Jan-10	648	4.468	107
11	19-Jan-10	641	4.420	107
12	19-Jan-10	586	4.040	106
13	19-Jan-10	527	3.634	106
14	19-Jan-10	598	4.123	107
15	19-Jan-10	560	3.861	109
16	19-Jan-10	521	3.592	110
17	19-Jan-10	621	4.282	110
18	19-Jan-10	495	3.413	111
19	19-Jan-10	617	4.254	110
20	19-Jan-10	460	3.172	108
21	20-Jan-10	483	3.330	108
22	20-Jan-10	632	4.358	108
9991	17-Jan-13	552	3.806	130
9992	17-Jan-13	469	3.234	128
9993	17-Jan-13	559	3.854	130
9994	17-Jan-13	353	2.434	129
9995	17-Jan-13	512	3.530	129
9996	17-Jan-13	583	4.020	128
9997	17-Jan-13	424	2.923	129
9998	17-Jan-13	440	3.034	130
9999	17-Jan-13	678	4.675	131
10000	17-Jan-13	444	3.061	132
AVERAGE OPERATING PRESSURE		550	3.791	113
MINIMUM		451	3.110	0
MAXIMUM		619	4.266	0

Pressure		Banyak Kejadian	Frekuensi	P*F	Pressure
Maksimum	651	45	0.0045	2.9295	618.7712418
	650	55	0.0055	3.575	
	559	53	0.0053	2.9627	
	Jumlah		0.0153	9.4672	
Minimum	452	53	0.0053	2.3956	451.0780142
	451	46	0.0046	2.0746	
	450	42	0.0042	1.89	
	Jumlah		0.0141	6.3602	

## PERHITUNGAN *HOOP STRESS* MAKSIMUM DAN MINIMUM

$$H_s = \frac{(P_i - P_e) D}{2t}$$

dimana :

H<sub>s</sub> = Hoop stress (MPa)

P<sub>i</sub> = *Internal Pressure* (MPa)

= 4,266 MPa (Maksimum)

= 3,110 MPa (Minimum)

P<sub>e</sub> = *External Pressure* (MPa)

= 1025 x 9,81 x 41,45

= 416790,11 Pa = 0,42 MPa

D = Diameter pipa (0,3048 meter)

t = Tebal pipa (0,0095 meter)

Jadi, perhitungan angkanya adalah sebagai berikut :

$$P_{max} = P_{imax} - P_e = 4,266 - 0,42 = 3,846 \text{ MPa}$$

$$P_{min} = P_{imin} - P_e = 3,110 - 0,42 = 2,690 \text{ MPa}$$

$$H_{s_{max}} = \frac{3,846 \times 0,3048}{2 \times 0,0095} = 61,756 \text{ MPa}$$

$$H_{s_{min}} = \frac{2,690 \times 0,3048}{2 \times 0,0095} = 43,208 \text{ MPa}$$

Hoop Stress	MPa	Allowable Stress (0,72 SMYS) MPa	Status
HSmax	61.756	258.1416	Aman
HSmin	43.208		Aman

## PERHITUNGAN SIF MAKSIMUM DAN MINIMUM

Hsmax (Mpa)	YS (Mpa)	Hs / YS
61.756	358.527	0.2

$$K_I = S \sqrt{\pi \frac{a}{Q}}$$

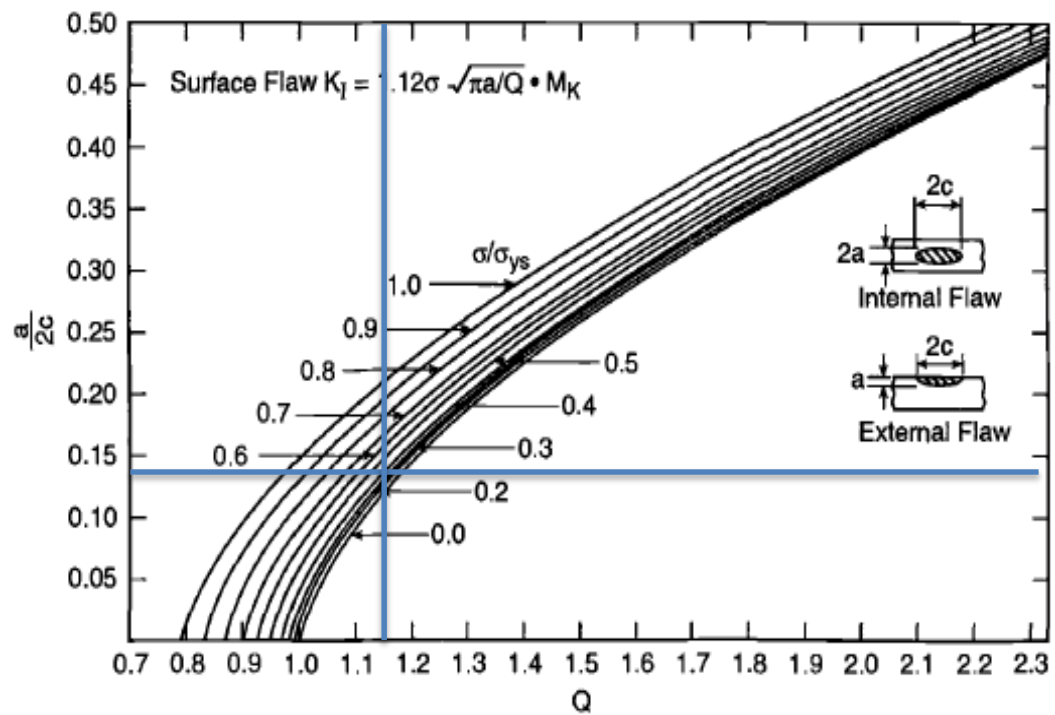
NO.	a	2c	a/2c	Q	KI (manual)	KI (software)	Error
1	0.00228	0.019	0.12	1.09	5.00	4.99	0.30
2	0.00228	0.023	0.10	1.05	5.10	5.09	0.18
3	0.002185	0.018	0.12	1.09	4.90	4.91	0.21
4	0.00209	0.02	0.10	1.05	4.88	4.86	0.46
5	0.003325	0.023	0.14	1.15	5.88	5.82	1.09
6	0.002375	0.019	0.13	1.08	5.13	5.08	1.01
7	0.00209	0.015	0.14	1.15	4.67	4.67	0.10
8	0.00247	0.03	0.08	1.07	5.26	5.27	0.23

Hsmax (Mpa)	YS (Mpa)	Hs / YS
43.21	358.53	0.1

$$K_I = S \sqrt{\pi \frac{a}{Q}}$$

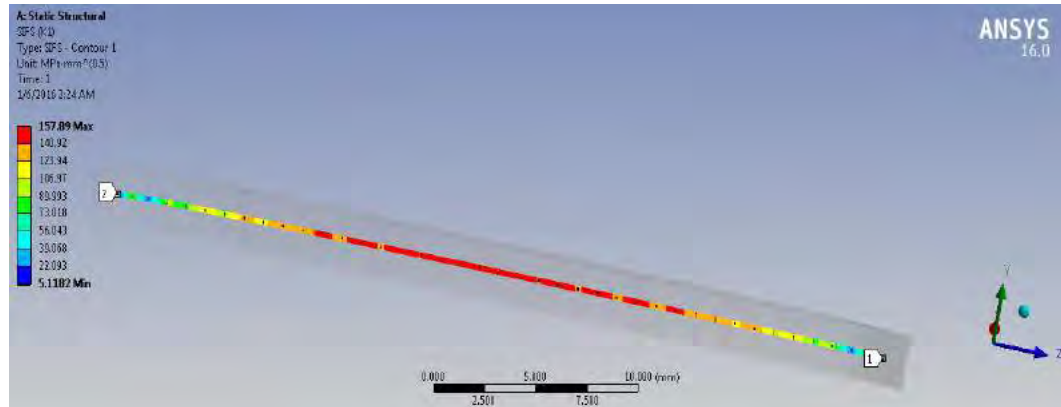
NO.	a	2c	a/2c	Q	KI (manual)	KI (software)	Error
1	0.00228	0.019	0.12	1.07	3.53	3.53	0.12
2	0.00228	0.023	0.10	1.06	3.55	3.55	0.03
3	0.002185	0.018	0.12	1.07	3.46	3.42	1.15
4	0.00209	0.02	0.10	1.06	3.40	3.39	0.29
5	0.003325	0.023	0.14	1.13	4.15	4.06	2.24
6	0.002375	0.019	0.13	1.1	3.56	3.53	0.78
7	0.00209	0.015	0.14	1.13	3.29	3.28	0.39
8	0.00247	0.03	0.08	1.03	3.75	3.80	1.35



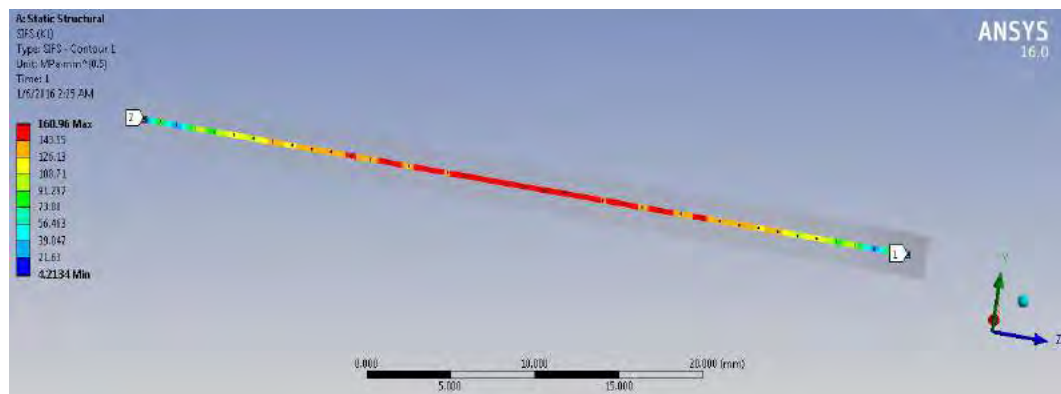


## PEMBEBANAN MAKSIMUM

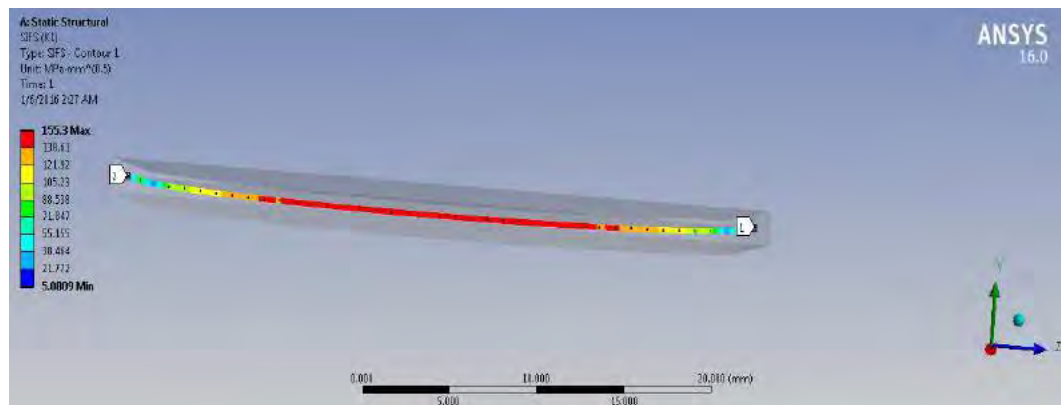
### TITIK 1 (2,28 mm)



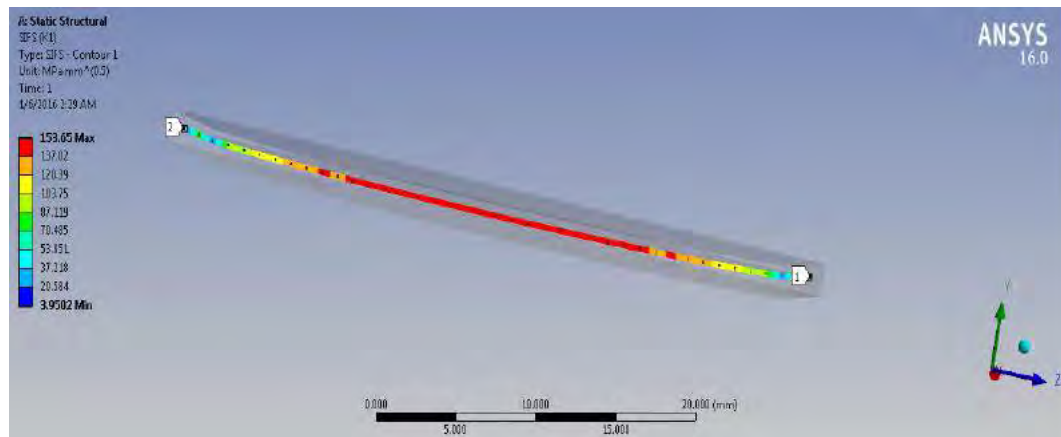
### TITIK 2 (2,28 mm)



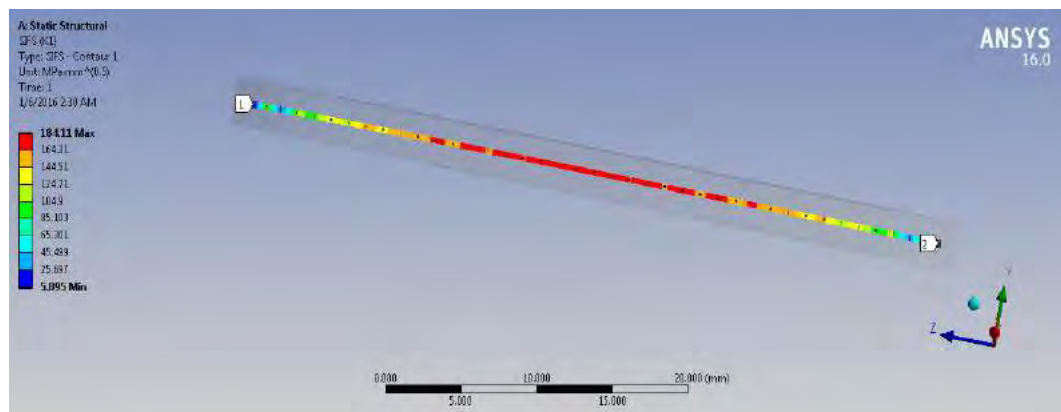
### TITIK 3 (2,185 mm)



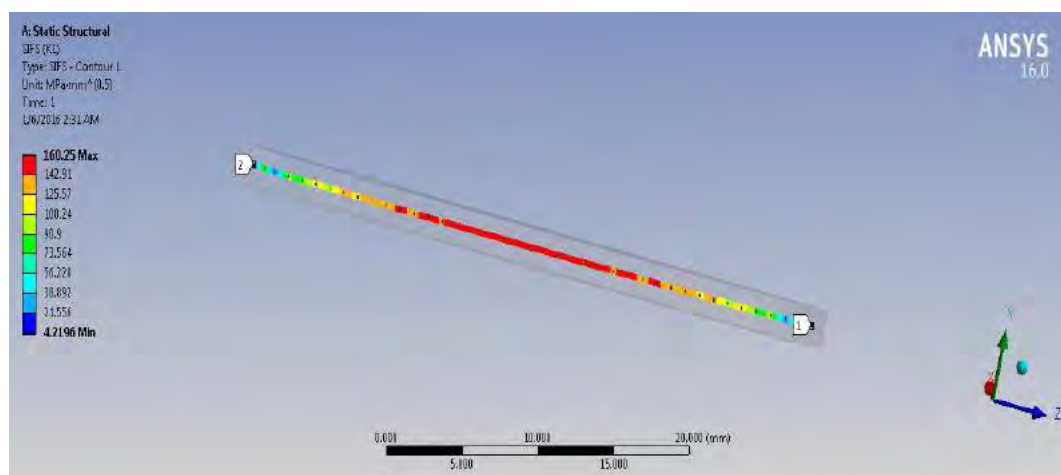
## TITIK 4 (2,09 mm)



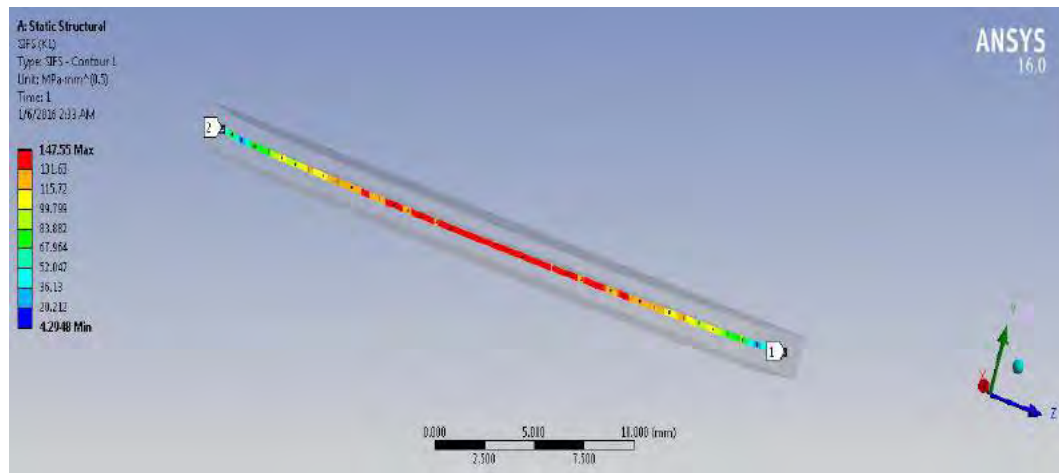
## TITIK 5 (3,325 mm)



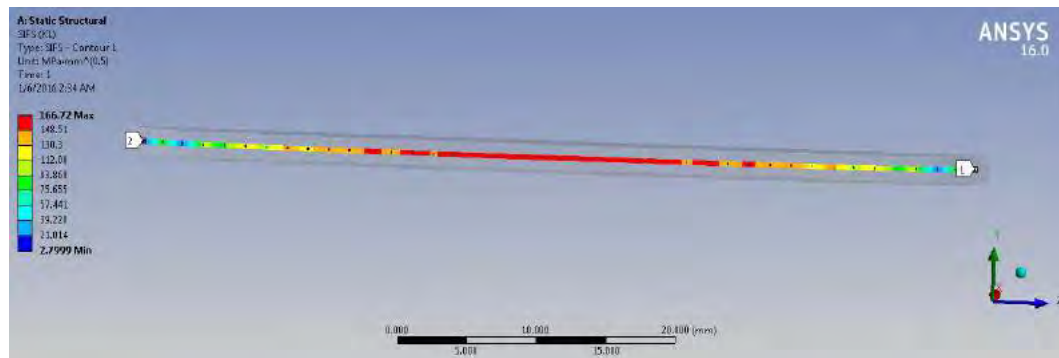
## TITIK 6 (2,375 mm)



## TITIK 7 (2,09 mm)

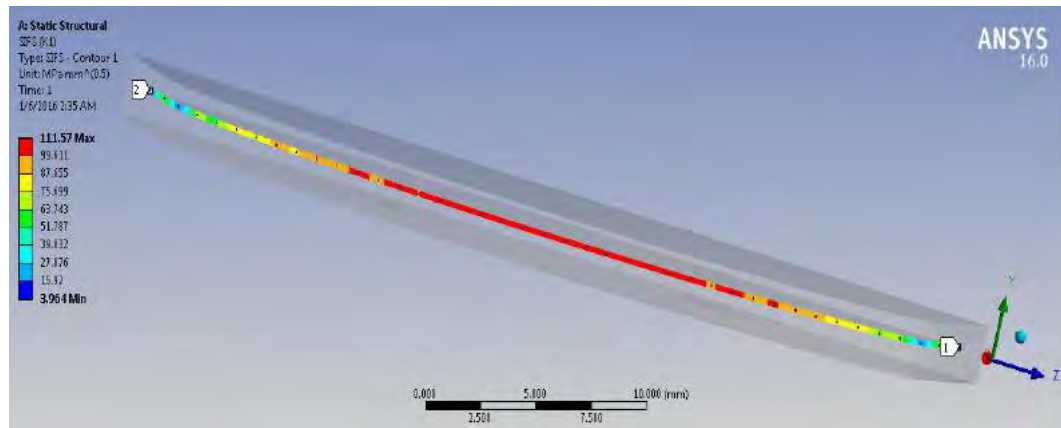


## TITIK 8 (2,47 mm)

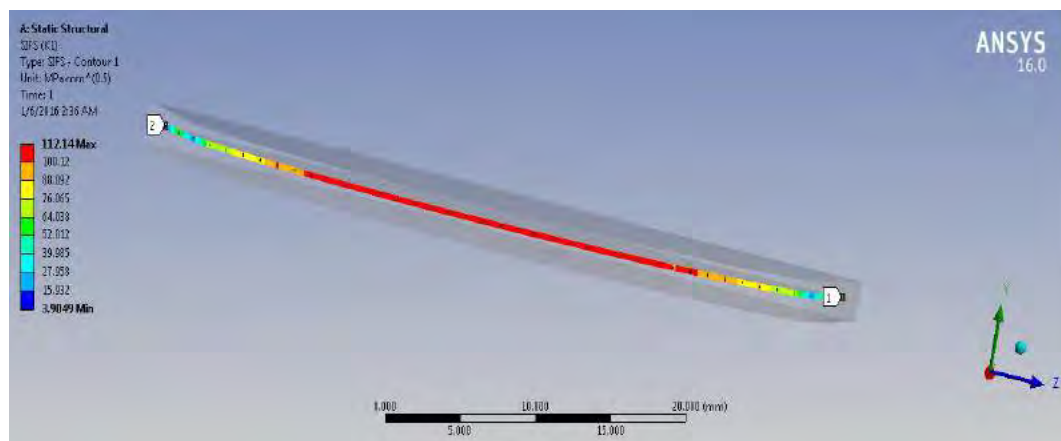


## PEMBEBANAN MINIMUM

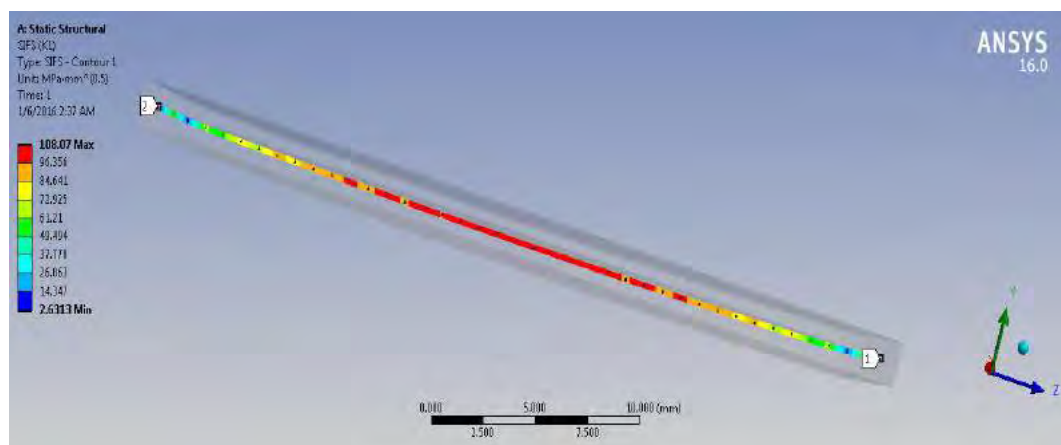
### TITIK 1 (2,28 mm)



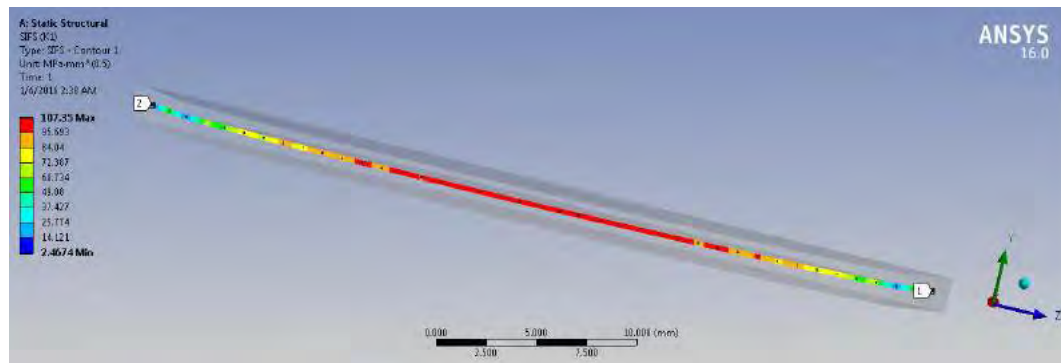
### TITIK 2 (2,28 mm)



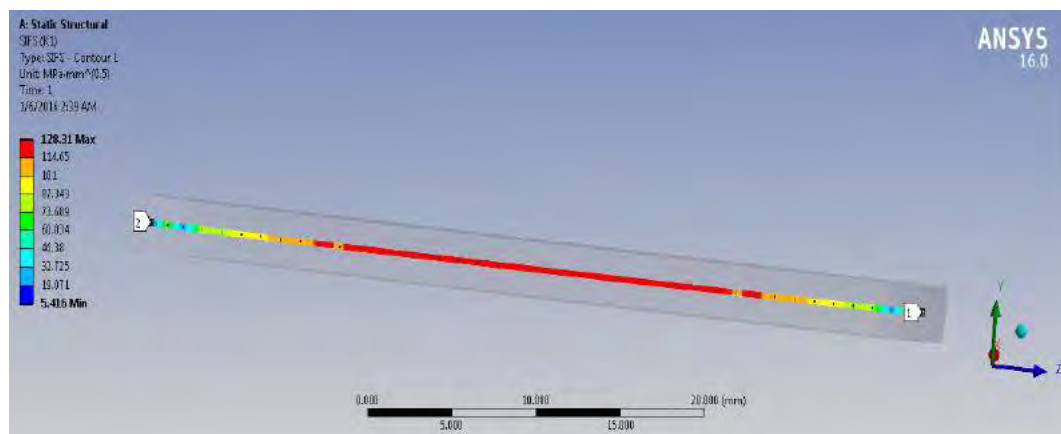
### TITIK 3 (2,185 mm)



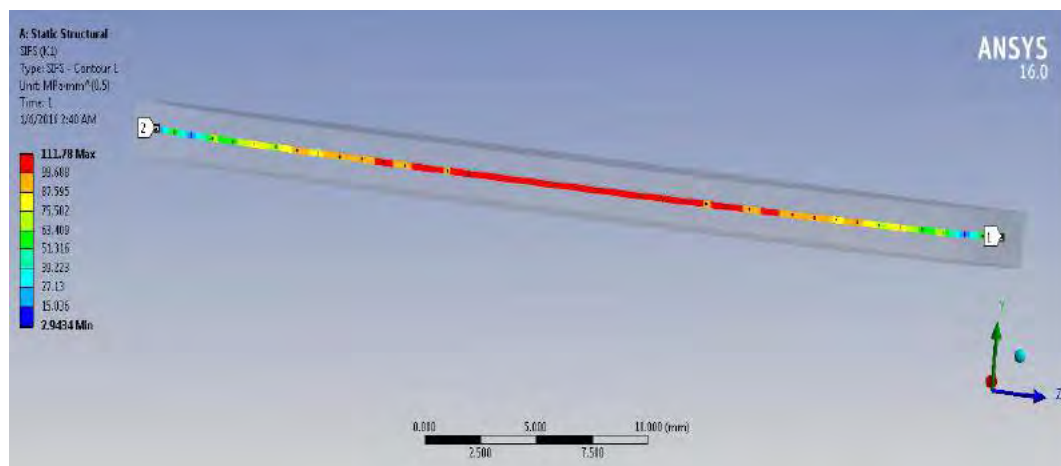
## TITIK 4 (2,09 mm)



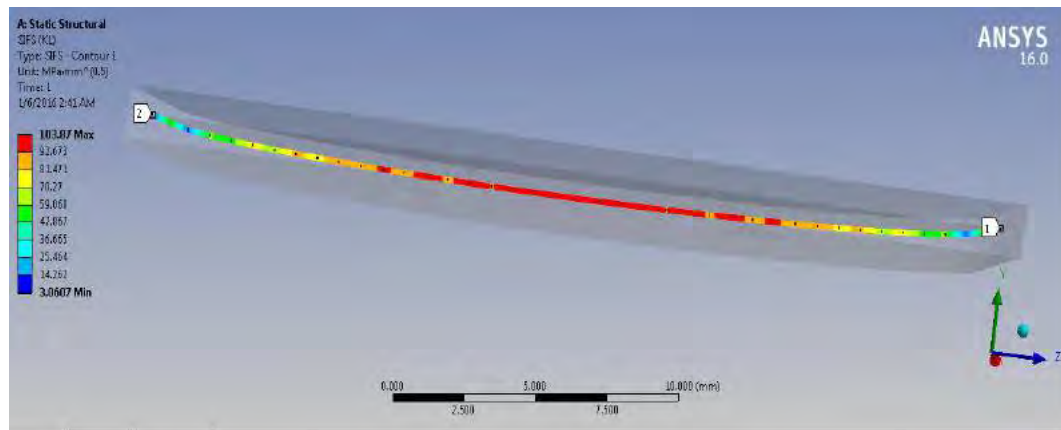
## TITIK 5 (3,325 mm)



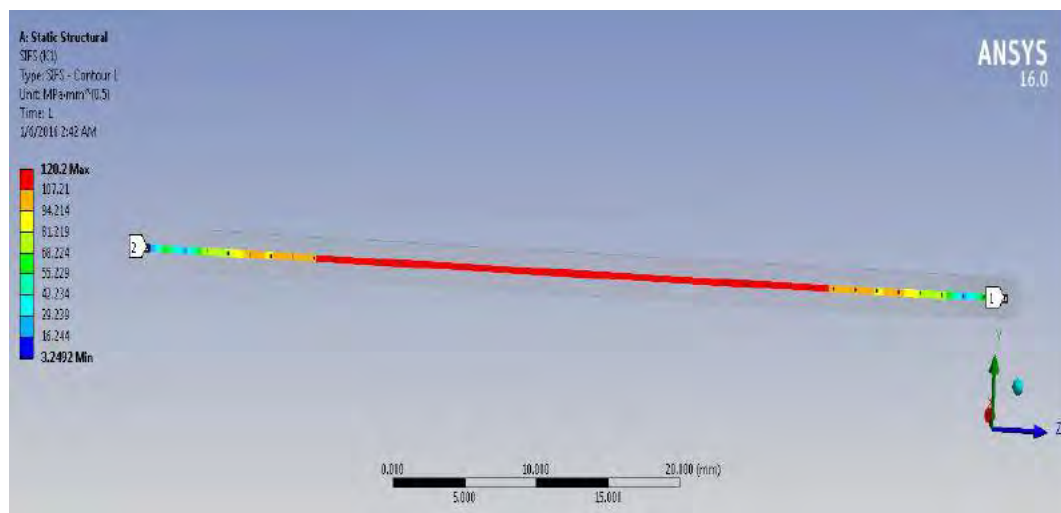
## TITIK 6 (2,375 mm)



## TITIK 7 (2,09 mm)



## TITIK 8 (2,47 mm)





**TITIK 1 (2,28 mm)****Kedalaman korosi yang diijinkan hingg mencapai ketebalan 70% = 0.0065 m**

da/dN (m/cycle)	cycle/tahun	tahun	af (m)	af (mm)
4.51E-08	1000	1	0.004525134	4.525133927
4.51E-08	1000	2	0.004570268	4.570267854
4.51E-08	1000	3	0.004615402	4.615401782
4.51E-08	1000	4	0.004660536	4.660535709
4.51E-08	1000	5	0.00470567	4.705669636
4.51E-08	1000	6	0.004750804	4.750803563
4.51E-08	1000	7	0.004795937	4.79593749
4.51E-08	1000	8	0.004841071	4.841071418
4.51E-08	1000	9	0.004886205	4.886205345
4.51E-08	1000	10	0.004931339	4.931339272
4.51E-08	1000	11	0.004976473	4.976473199
4.51E-08	1000	12	0.005021607	5.021607126
4.51E-08	1000	13	0.005066741	5.066741054
4.51E-08	1000	14	0.005111875	5.111874981
4.51E-08	1000	15	0.005157009	5.157008908
4.51E-08	1000	16	0.005202143	5.202142835
4.51E-08	1000	17	0.005247277	5.247276762
4.51E-08	1000	18	0.005292411	5.29241069
4.51E-08	1000	19	0.005337545	5.337544617
4.51E-08	1000	20	0.005382679	5.382678544
4.51E-08	1000	21	0.005427812	5.427812471
4.51E-08	1000	22	0.005472946	5.472946398
4.51E-08	1000	23	0.00551808	5.518080326
4.51E-08	1000	24	0.005563214	5.563214253
4.51E-08	1000	38	0.006195089	6.195089234
4.51E-08	1000	39	0.006240223	6.240223161
4.51E-08	1000	40	0.006285357	6.285357088
4.51E-08	1000	41	0.006330491	6.330491015
4.51E-08	1000	42	0.006375625	6.375624943
4.51E-08	1000	43	0.006420759	6.42075887
4.51E-08	1000	44	0.006465893	6.465892797
4.51E-08	1000	45	0.006511027	6.511026724
4.51E-08	1000	46	0.006556161	6.556160651
4.51E-08	1000	47	0.006601295	6.601294579
4.51E-08	1000	48	0.006646429	6.646428506



**TITIK 2 (2,28 mm)**

da/dN (m/cycle)	cycle/tahun	tahun	af (m)	af (mm)
4.77374E-08	1000	1	0.004528	4.527737
4.77374E-08	1000	2	0.004575	4.575475
4.77374E-08	1000	3	0.004623	4.623212
4.77374E-08	1000	4	0.004671	4.67095
4.77374E-08	1000	5	0.004719	4.718687
4.77374E-08	1000	6	0.004766	4.766425
4.77374E-08	1000	7	0.004814	4.814162
4.77374E-08	1000	8	0.004862	4.861899
4.77374E-08	1000	9	0.00491	4.909637
4.77374E-08	1000	10	0.004957	4.957374
4.77374E-08	1000	11	0.005005	5.005112
4.77374E-08	1000	12	0.005053	5.052849
4.77374E-08	1000	13	0.005101	5.100586
4.77374E-08	1000	14	0.005148	5.148324
4.77374E-08	1000	15	0.005196	5.196061
4.77374E-08	1000	16	0.005244	5.243799
4.77374E-08	1000	17	0.005292	5.291536
4.77374E-08	1000	18	0.005339	5.339274
4.77374E-08	1000	19	0.005387	5.387011
4.77374E-08	1000	20	0.005435	5.434748
4.77374E-08	1000	21	0.005482	5.482486
4.77374E-08	1000	22	0.00553	5.530223
4.77374E-08	1000	23	0.005578	5.577961
4.77374E-08	1000	24	0.005626	5.625698
4.77374E-08	1000	25	0.005673	5.673435
4.77374E-08	1000	39	0.006342	6.341759
4.77374E-08	1000	40	0.006389	6.389497
4.77374E-08	1000	41	0.006437	6.437234
4.77374E-08	1000	42	0.006485	6.484972
4.77374E-08	1000	43	0.006533	6.532709
4.77374E-08	1000	44	0.00658	6.580446
4.77374E-08	1000	45	0.006628	6.628184

**TITIK 3 (2,185 mm)**

da/dN (m/cycle)	cycle/tahun	tahun	af (m)	af (mm)
4.23426E-08	1000	1	0.004427343	4.427343
4.23426E-08	1000	2	0.004469685	4.469685
4.23426E-08	1000	3	0.004512028	4.512028
4.23426E-08	1000	4	0.004554371	4.554371
4.23426E-08	1000	5	0.004596713	4.596713
4.23426E-08	1000	6	0.004639056	4.639056
4.23426E-08	1000	7	0.004681399	4.681399
4.23426E-08	1000	8	0.004723741	4.723741
4.23426E-08	1000	9	0.004766084	4.766084
4.23426E-08	1000	10	0.004808426	4.808426
4.23426E-08	1000	11	0.004850769	4.850769
4.23426E-08	1000	12	0.004893112	4.893112
4.23426E-08	1000	13	0.004935454	4.935454
4.23426E-08	1000	14	0.004977797	4.977797
4.23426E-08	1000	15	0.00502014	5.02014
4.23426E-08	1000	16	0.005062482	5.062482
4.23426E-08	1000	17	0.005104825	5.104825
4.23426E-08	1000	18	0.005147168	5.147168
4.23426E-08	1000	19	0.00518951	5.18951
4.23426E-08	1000	20	0.005231853	5.231853
4.23426E-08	1000	21	0.005274196	5.274196
4.23426E-08	1000	22	0.005316538	5.316538
4.23426E-08	1000	23	0.005358881	5.358881
4.23426E-08	1000	24	0.005401224	5.401224
4.23426E-08	1000	25	0.005443566	5.443566
4.23426E-08	1000	46	0.006332762	6.332762
4.23426E-08	1000	47	0.006375104	6.375104
4.23426E-08	1000	48	0.006417447	6.417447
4.23426E-08	1000	49	0.00645979	6.45979
4.23426E-08	1000	50	0.006502132	6.502132
4.23426E-08	1000	51	0.006544475	6.544475
4.23426E-08	1000	52	0.006586818	6.586818
4.23426E-08	1000	53	0.00662916	6.62916

**TITIK 4 (2,09 mm)**

da/dN (m/cycle)	cycle/tahun	tahun	af (m)	af (mm)
4.18963E-08	1000	1	0.004332	4.331896
4.18963E-08	1000	2	0.004374	4.373793
4.18963E-08	1000	3	0.004416	4.415689
4.18963E-08	1000	4	0.004458	4.457585
4.18963E-08	1000	5	0.004499	4.499482
4.18963E-08	1000	6	0.004541	4.541378
4.18963E-08	1000	7	0.004583	4.583274
4.18963E-08	1000	8	0.004625	4.625171
4.18963E-08	1000	9	0.004667	4.667067
4.18963E-08	1000	10	0.004709	4.708963
4.18963E-08	1000	11	0.004751	4.75086
4.18963E-08	1000	12	0.004793	4.792756
4.18963E-08	1000	13	0.004835	4.834652
4.18963E-08	1000	14	0.004877	4.876549
4.18963E-08	1000	15	0.004918	4.918445
4.18963E-08	1000	16	0.004960	4.960341
4.18963E-08	1000	17	0.005002	5.002238
4.18963E-08	1000	18	0.005044	5.044134
4.18963E-08	1000	19	0.005086	5.08603
4.18963E-08	1000	20	0.005128	5.127927
4.18963E-08	1000	21	0.005170	5.169823
4.18963E-08	1000	22	0.005212	5.211719
4.18963E-08	1000	23	0.005254	5.253616
4.18963E-08	1000	24	0.005296	5.295512
4.18963E-08	1000	25	0.005337	5.337408
4.18963E-08	1000	46	0.006217	6.217232
4.18963E-08	1000	47	0.006259	6.259128
4.18963E-08	1000	48	0.006301	6.301024
4.18963E-08	1000	49	0.006343	6.342921
4.18963E-08	1000	50	0.006385	6.384817
4.18963E-08	1000	51	0.006427	6.426713
4.18963E-08	1000	52	0.006469	6.46861
4.18963E-08	1000	53	0.006511	6.510506
4.18963E-08	1000	54	0.006552	6.552402
4.18963E-08	1000	55	0.006594	6.594299
4.18963E-08	1000	56	0.006636	6.636195

**TITIK 5 (3,325 mm)**

da/dN (m/cycle)	cycle/tahun	tahun	af (m)	af (mm)
7.33468E-08	1000	1	0.005598	5.598347
7.33468E-08	1000	2	0.005672	5.671694
7.33468E-08	1000	3	0.005745	5.74504
7.33468E-08	1000	4	0.005818	5.818387
7.33468E-08	1000	5	0.005892	5.891734
7.33468E-08	1000	6	0.005965	5.965081
7.33468E-08	1000	7	0.006038	6.038428
7.33468E-08	1000	8	0.006112	6.111775
7.33468E-08	1000	9	0.006185	6.185121
7.33468E-08	1000	10	0.006258	6.258468
7.33468E-08	1000	11	0.006332	6.331815
7.33468E-08	1000	12	0.006405	6.405162
7.33468E-08	1000	13	0.006479	6.478509
7.33468E-08	1000	14	0.006552	6.551856
7.33468E-08	1000	15	0.006625	6.625202

**TITIK 6 (2,375 mm)**

da/dN (m/cycle)	cycle/tahun	tahun	af (m)	af (mm)
4.8652E-08	1000	1	0.004624	4.623652
4.8652E-08	1000	2	0.004672	4.672304
4.8652E-08	1000	3	0.004721	4.720956
4.8652E-08	1000	4	0.00477	4.769608
4.8652E-08	1000	5	0.004818	4.81826
4.8652E-08	1000	6	0.004867	4.866912
4.8652E-08	1000	7	0.004916	4.915564
4.8652E-08	1000	8	0.004964	4.964216
4.8652E-08	1000	9	0.005013	5.012868
4.8652E-08	1000	10	0.005062	5.06152
4.8652E-08	1000	11	0.00511	5.110172
4.8652E-08	1000	12	0.005159	5.158824
4.8652E-08	1000	13	0.005207	5.207476
4.8652E-08	1000	14	0.005256	5.256128
4.8652E-08	1000	15	0.005305	5.304779
4.8652E-08	1000	16	0.005353	5.353431
4.8652E-08	1000	17	0.005402	5.402083
4.8652E-08	1000	18	0.005451	5.450735
4.8652E-08	1000	19	0.005499	5.499387
4.8652E-08	1000	20	0.005548	5.548039
4.8652E-08	1000	21	0.005597	5.596691
4.8652E-08	1000	22	0.005645	5.645343
4.8652E-08	1000	23	0.005694	5.693995
4.8652E-08	1000	24	0.005743	5.742647
4.8652E-08	1000	25	0.005791	5.791299
4.8652E-08	1000	36	0.006326	6.326471
4.8652E-08	1000	37	0.006375	6.375123
4.8652E-08	1000	38	0.006424	6.423775
4.8652E-08	1000	39	0.006472	6.472427
4.8652E-08	1000	40	0.006521	6.521079
4.8652E-08	1000	41	0.00657	6.569731
4.8652E-08	1000	42	0.006618	6.618383
4.8652E-08	1000	43	0.006667	6.667035

**TITIK 7 (2,09 mm)**

da/dN (m/cycle)	cycle/tahun	tahun	af (m)	af (mm)
3.65522E-08	1000	1	0.00432655	4.326552
3.65522E-08	1000	2	0.00436310	4.363104
3.65522E-08	1000	3	0.00439966	4.399657
3.65522E-08	1000	4	0.00443621	4.436209
3.65522E-08	1000	5	0.00447276	4.472761
3.65522E-08	1000	6	0.00450931	4.509313
3.65522E-08	1000	7	0.00454587	4.545865
3.65522E-08	1000	8	0.00458242	4.582417
3.65522E-08	1000	9	0.00461897	4.61897
3.65522E-08	1000	10	0.00465552	4.655522
3.65522E-08	1000	11	0.00469207	4.692074
3.65522E-08	1000	12	0.00472863	4.728626
3.65522E-08	1000	13	0.00476518	4.765178
3.65522E-08	1000	14	0.00480173	4.801731
3.65522E-08	1000	15	0.00483828	4.838283
3.65522E-08	1000	16	0.00487483	4.874835
3.65522E-08	1000	17	0.00491139	4.911387
3.65522E-08	1000	18	0.00494794	4.947939
3.65522E-08	1000	19	0.00498449	4.984491
3.65522E-08	1000	20	0.00502104	5.021044
3.65522E-08	1000	21	0.00505760	5.057596
3.65522E-08	1000	22	0.00509415	5.094148
3.65522E-08	1000	23	0.00513070	5.1307
3.65522E-08	1000	24	0.00516725	5.167252
3.65522E-08	1000	25	0.00520380	5.203804
3.65522E-08	1000	56	0.00633692	6.336922
3.65522E-08	1000	57	0.00637347	6.373474
3.65522E-08	1000	58	0.00641003	6.410026
3.65522E-08	1000	59	0.00644658	6.446579
3.65522E-08	1000	60	0.00648313	6.483131
3.65522E-08	1000	61	0.00651968	6.519683
3.65522E-08	1000	62	0.00655624	6.556235
3.65522E-08	1000	63	0.00659279	6.592787
3.65522E-08	1000	64	0.00662934	6.629339

**TITIK 8 (2,47 mm)**

da/dN (m/cycle)	cycle/tahun	tahun	af (m)	af (mm)
5.23251E-08	1000	1	0.004722	4.722325
5.23251E-08	1000	2	0.004775	4.77465
5.23251E-08	1000	3	0.004827	4.826975
5.23251E-08	1000	4	0.004879	4.879301
5.23251E-08	1000	5	0.004932	4.931626
5.23251E-08	1000	6	0.004984	4.983951
5.23251E-08	1000	7	0.005036	5.036276
5.23251E-08	1000	8	0.005089	5.088601
5.23251E-08	1000	9	0.005141	5.140926
5.23251E-08	1000	10	0.005193	5.193251
5.23251E-08	1000	11	0.005246	5.245576
5.23251E-08	1000	12	0.005298	5.297902
5.23251E-08	1000	13	0.00535	5.350227
5.23251E-08	1000	14	0.005403	5.402552
5.23251E-08	1000	15	0.005455	5.454877
5.23251E-08	1000	16	0.005507	5.507202
5.23251E-08	1000	17	0.00556	5.559527
5.23251E-08	1000	18	0.005612	5.611852
5.23251E-08	1000	19	0.005664	5.664178
5.23251E-08	1000	20	0.005717	5.716503
5.23251E-08	1000	21	0.005769	5.768828
5.23251E-08	1000	22	0.005821	5.821153
5.23251E-08	1000	23	0.005873	5.873478
5.23251E-08	1000	24	0.005926	5.925803
5.23251E-08	1000	25	0.005978	5.978128
5.23251E-08	1000	26	0.00603	6.030454
5.23251E-08	1000	27	0.006083	6.082779
5.23251E-08	1000	28	0.006135	6.135104
5.23251E-08	1000	29	0.006187	6.187429
5.23251E-08	1000	30	0.00624	6.239754
5.23251E-08	1000	31	0.006292	6.292079
5.23251E-08	1000	32	0.006344	6.344404
5.23251E-08	1000	33	0.006397	6.396729
5.23251E-08	1000	34	0.006449	6.449055
5.23251E-08	1000	35	0.006501	6.50138
5.23251E-08	1000	36	0.006554	6.553705
5.23251E-08	1000	37	0.006606	6.60603
5.23251E-08	1000	38	0.006658	6.658355

## SIMULASI MONTE CARLO

### TITIK KOROSI 1

Simulasi	=	25000	pof	=	0.00032
sukses	=	24992	keandalan	=	0.99968
gagal	=	8			

Percobaan	2t	Rand	P <sub>i</sub>	Rand	P <sub>e</sub>	Rand	T <sub>i</sub>	Rand	T <sub>0</sub>	α	E	v	S <sub>L</sub>	S <sub>h</sub>	se	Rand	0.9smys	mk	Status
1	0.0056	0.417	4.948	0.981	0.655	0.172	41.602	0.261	24.519	1.17E-05	2.07E+05	0.3	28.145	231.628	218.916	0.073	285.085	66.168	1
2	0.0056	0.406	4.940	0.497	0.552	0.400	41.894	0.112	24.087	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.952	236.821	224.156	0.262	306.202	82.046	1
3	0.0056	0.246	4.828	0.824	0.598	0.360	41.849	0.099	24.033	1.17E-05	2.07E+05	0.3	25.355	228.242	216.680	0.748	339.928	123.249	1
4	0.0056	0.906	5.329	0.118	0.493	0.646	42.157	0.229	24.444	1.17E-05	2.07E+05	0.3	35.409	260.928	245.148	0.374	314.397	69.249	1
5	0.0056	0.840	5.249	0.901	0.616	0.733	42.261	0.606	25.201	1.17E-05	2.07E+05	0.3	33.716	250.011	234.975	0.383	314.989	80.015	1
24996	0.0056	0.558	5.036	0.824	0.598	0.814	42.374	0.574	25.139	1.17E-05	2.07E+05	0.3	30.133	239.480	225.926	0.927	360.159	134.232	1
24997	0.0056	0.687	5.122	0.164	0.503	0.291	41.769	0.998	27.109	1.17E-05	2.07E+05	0.3	39.291	249.235	232.098	0.232	303.799	71.701	1
24998	0.0056	0.281	4.855	0.756	0.586	0.263	41.734	0.273	24.548	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.515	230.355	217.904	0.798	344.225	126.321	1
24999	0.0056	0.860	5.270	0.849	0.603	0.718	42.243	0.692	25.376	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.730	251.837	236.393	0.637	331.705	95.312	1
25000	0.0056	0.909	5.334	0.633	0.569	0.936	42.640	0.686	25.363	1.17E-05	2.07E+05	0.3	35.330	257.142	241.424	0.408	316.703	75.279	1



## TITIK KOROSI 2

Simulasi = 25000 pof = 0.00032  
 sukses = 24992 keandalan = 0.99968  
 gagal = 8

Percobaan	2t	Rand	P <sub>i</sub>	Rand	P <sub>e</sub>	Rand	T <sub>i</sub>	Rand	T <sub>0</sub>	α	E	v	S <sub>L</sub>	S <sub>H</sub>	se	Rand	0.9smys	mk	Status
1	0.0057	0.4173	4.9478	0.9813	0.6554	0.1718	41.6023	0.2608	24.5192	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.656	229.999	217.494	0.073	285.085	67.591	1
2	0.0057	0.4056	4.9403	0.4968	0.5516	0.4000	41.8936	0.1117	24.0870	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.452	235.156	222.702	0.262	306.202	83.500	1
3	0.0057	0.2456	4.8279	0.8241	0.5983	0.3596	41.8490	0.0986	24.0328	1.17E-05	2.07E+05	0.3	24.873	226.637	215.280	0.748	339.928	124.648	1
4	0.0057	0.9057	5.3286	0.1185	0.4932	0.6461	42.1574	0.2293	24.4440	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.859	259.093	243.542	0.374	314.397	70.856	1
5	0.0057	0.8403	5.2489	0.9005	0.6158	0.7329	42.2611	0.6058	25.2012	1.17E-05	2.07E+05	0.3	33.189	248.253	233.435	0.383	314.989	81.554	1
24996	0.0057	0.5576	5.0362	0.8244	0.5983	0.8137	42.3745	0.5737	25.1394	1.17E-05	2.07E+05	0.3	29.628	237.796	224.454	0.927	360.159	135.705	1
24997	0.0057	0.6875	5.1222	0.1643	0.5035	0.2914	41.7693	0.9975	27.1091	1.17E-05	2.07E+05	0.3	38.765	247.482	230.557	0.232	303.799	73.242	1
24998	0.0057	0.2814	4.8553	0.7562	0.5865	0.2631	41.7337	0.2734	24.5481	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.029	228.735	216.490	0.798	344.225	127.735	1
24999	0.0057	0.8600	5.2701	0.8485	0.6032	0.7184	42.2429	0.6917	25.3756	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.199	250.066	234.842	0.637	331.705	96.863	1
25000	0.0057	0.5495	5.0311	0.0340	0.4613	0.5605	42.0640	0.7658	25.5438	1.17E-05	2.07E+05	0.3	33.477	244.861	229.957	0.265	306.465	76.508	1

### TITIK KOROSI 3

Simulasi = 25000 pof = 0.00032  
 sukses = 24992 keandalan = 0.99968  
 gagal = 8

Percobaan	2t	Rand	P <sub>i</sub>	Rand	P <sub>e</sub>	Rand	T <sub>i</sub>	Rand	T <sub>0</sub>	α	E	v	sl	sh	se	Rand	0.9smys	mk	Status
1	0.0057	0.4173	4.9478	0.9813	0.6554	0.1718	41.6023	0.2608	24.5192	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.656	229.999	217.494	0.073	285.085	67.591	1
2	0.0057	0.4056	4.9403	0.4968	0.5516	0.4000	41.8936	0.1117	24.0870	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.452	235.156	222.702	0.262	306.202	83.500	1
3	0.0057	0.2456	4.8279	0.8241	0.5983	0.3596	41.8490	0.0986	24.0328	1.17E-05	2.07E+05	0.3	24.873	226.637	215.280	0.748	339.928	124.648	1
4	0.0057	0.9057	5.3286	0.1185	0.4932	0.6461	42.1574	0.2293	24.4440	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.859	259.093	243.542	0.374	314.397	70.856	1
5	0.0057	0.8403	5.2489	0.9005	0.6158	0.7329	42.2611	0.6058	25.2012	1.17E-05	2.07E+05	0.3	33.189	248.253	233.435	0.383	314.989	81.554	1
6	0.0057	0.6671	5.1080	0.7044	0.5787	0.9689	42.7834	0.4811	24.9645	1.17E-05	2.07E+05	0.3	29.684	242.694	229.297	0.559	326.521	97.223	1
24995	0.0057	0.7111	5.1392	0.9731	0.6478	0.2704	41.7432	0.5127	25.0239	1.17E-05	2.07E+05	0.3	31.735	240.659	226.465	0.813	345.599	119.134	1
24996	0.0057	0.5576	5.0362	0.8244	0.5983	0.8137	42.3745	0.5737	25.1394	1.17E-05	2.07E+05	0.3	29.628	237.796	224.454	0.927	360.159	135.705	1
24997	0.0057	0.6875	5.1222	0.1643	0.5035	0.2914	41.7693	0.9975	27.1091	1.17E-05	2.07E+05	0.3	38.765	247.482	230.557	0.232	303.799	73.242	1
24998	0.0057	0.2814	4.8553	0.7562	0.5865	0.2631	41.7337	0.2734	24.5481	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.029	228.735	216.490	0.798	344.225	127.735	1
24999	0.0057	0.8600	5.2701	0.8485	0.6032	0.7184	42.2429	0.6917	25.3756	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.199	250.066	234.842	0.637	331.705	96.863	1
25000	0.0057	0.0269	4.5179	0.6599	0.5725	0.3328	41.8185	0.6945	25.3814	1.17E-05	2.07E+05	0.3	23.642	211.406	200.632	0.589	328.466	127.834	1

## TITIK KOROSI 4

Simulasi = 25000 pof = 0.00032  
 sukses = 24992 keandalan = 0.99968  
 gagal = 8

Percobaan	2t	Rand	pi	Rand	pe	Rand	ti	Rand	to	$\alpha$	E	v	sl	sh	se	Rand	0.9smys	mk	Status
1	0.0057	0.4173	4.9478	0.9813	0.6554	0.1718	41.6023	0.2608	24.5192	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.900	230.810	218.203	0.073	285.085	66.882	1
2	0.0057	0.4056	4.9403	0.4968	0.5516	0.4000	41.8936	0.1117	24.0870	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.701	235.985	223.426	0.262	306.202	82.776	1
3	0.0057	0.2456	4.8279	0.8241	0.5983	0.3596	41.8490	0.0986	24.0328	1.17E-05	2.07E+05	0.3	25.113	227.436	215.977	0.748	339.928	123.951	1
4	0.0057	0.9057	5.3286	0.1185	0.4932	0.6461	42.1574	0.2293	24.4440	1.17E-05	2.07E+05	0.3	35.133	260.007	244.342	0.374	314.397	70.055	1
5	0.0057	0.8403	5.2489	0.9005	0.6158	0.7329	42.2611	0.6058	25.2012	1.17E-05	2.07E+05	0.3	33.451	249.129	234.202	0.383	314.989	80.787	1
24996	0.0057	0.5576	5.0362	0.8244	0.5983	0.8137	42.3745	0.5737	25.1394	1.17E-05	2.07E+05	0.3	29.879	238.635	225.187	0.927	360.159	134.971	1
24997	0.0057	0.6875	5.1222	0.1643	0.5035	0.2914	41.7693	0.9975	27.1091	1.17E-05	2.07E+05	0.3	39.027	248.356	231.325	0.232	303.799	72.474	1
24998	0.0057	0.2814	4.8553	0.7562	0.5865	0.2631	41.7337	0.2734	24.5481	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.271	229.542	217.194	0.798	344.225	127.031	1
24999	0.0057	0.8600	5.2701	0.8485	0.6032	0.7184	42.2429	0.6917	25.3756	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.463	250.948	235.615	0.637	331.705	96.090	1
25000	0.0057	0.3219	4.8844	0.6784	0.5750	0.8165	42.3788	0.4311	24.8699	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.142	231.722	219.414	0.989	381.520	162.107	1

## TITIK KOROSI 5

Simulasi = 25000 pof = 0.00032  
 sukses = 24992 keandalan = 0.99968  
 gagal = 8

Percobaan	2t	Rand	pi	Rand	pe	Rand	ti	Rand	to	$\alpha$	E	v	sl	sh	se	Rand	0.9smys	mk	Status
1	0.0057	0.4173	4.9478	0.9813	0.6554	0.1718	41.6023	0.2608	24.5192	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.656	229.999	217.494	0.073	285.085	67.591	1
2	0.0057	0.4056	4.9403	0.4968	0.5516	0.4000	41.8936	0.1117	24.0870	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.452	235.156	222.702	0.262	306.202	83.500	1
3	0.0057	0.2456	4.8279	0.8241	0.5983	0.3596	41.8490	0.0986	24.0328	1.17E-05	2.07E+05	0.3	24.873	226.637	215.280	0.748	339.928	124.648	1
4	0.0057	0.9057	5.3286	0.1185	0.4932	0.6461	42.1574	0.2293	24.4440	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.859	259.093	243.542	0.374	314.397	70.856	1
5	0.0057	0.8403	5.2489	0.9005	0.6158	0.7329	42.2611	0.6058	25.2012	1.17E-05	2.07E+05	0.3	33.189	248.253	233.435	0.383	314.989	81.554	1
24996	0.0057	0.5576	5.0362	0.8244	0.5983	0.8137	42.3745	0.5737	25.1394	1.17E-05	2.07E+05	0.3	29.628	237.796	224.454	0.927	360.159	135.705	1
24997	0.0057	0.6875	5.1222	0.1643	0.5035	0.2914	41.7693	0.9975	27.1091	1.17E-05	2.07E+05	0.3	38.765	247.482	230.557	0.232	303.799	73.242	1
24998	0.0057	0.2814	4.8553	0.7562	0.5865	0.2631	41.7337	0.2734	24.5481	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.029	228.735	216.490	0.798	344.225	127.735	1
24999	0.0057	0.8600	5.2701	0.8485	0.6032	0.7184	42.2429	0.6917	25.3756	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.199	250.066	234.842	0.637	331.705	96.863	1
25000	0.0057	0.2271	4.8129	0.4847	0.5501	0.1526	41.5694	0.4213	24.8510	1.17E-05	2.07E+05	0.3	28.063	228.415	215.756	0.081	286.578	70.822	1

## TITIK KOROSI 6

Simulasi = 25000 pof = 0.00040  
 sukses = 24990 keandalan = 0.99960  
 gagal = 10

Percobaan	2t	Rand	pi	Rand	pe	Rand	ti	Rand	to	$\alpha$	E	v	sl	sh	se	Rand	0.9smys	mk	Status
1	0.0056	0.4173	4.9478	0.9813	0.6554	0.1718	41.6023	0.2608	24.5192	1.17E-05	2.07E+05	0.3	28.640	233.280	220.360	0.073	285.085	64.725	1
2	0.0056	0.4056	4.9403	0.4968	0.5516	0.4000	41.8936	0.1117	24.0870	1.17E-05	2.07E+05	0.3	28.459	238.510	225.631	0.262	306.202	80.571	1
3	0.0056	0.2456	4.8279	0.8241	0.5983	0.3596	41.8490	0.0986	24.0328	1.17E-05	2.07E+05	0.3	25.843	229.869	218.099	0.748	339.928	121.829	1
4	0.0056	0.9057	5.3286	0.1185	0.4932	0.6461	42.1574	0.2293	24.4440	1.17E-05	2.07E+05	0.3	35.968	262.789	246.778	0.374	314.397	67.619	1
5	0.0056	0.8403	5.2489	0.9005	0.6158	0.7329	42.2611	0.6058	25.2012	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.251	251.795	236.536	0.383	314.989	78.453	1
24996	0.0056	0.5576	5.0362	0.8244	0.5983	0.8137	42.3745	0.5737	25.1394	1.17E-05	2.07E+05	0.3	30.645	241.188	227.420	0.927	360.159	132.739	1
24997	0.0056	0.6875	5.1222	0.1643	0.5035	0.2914	41.7693	0.9975	27.1091	1.17E-05	2.07E+05	0.3	39.824	251.013	233.660	0.232	303.799	70.139	1
24998	0.0056	0.2814	4.8553	0.7562	0.5865	0.2631	41.7337	0.2734	24.5481	1.17E-05	2.07E+05	0.3	28.008	231.998	219.339	0.798	344.225	124.886	1
24999	0.0056	0.8600	5.2701	0.8485	0.6032	0.7184	42.2429	0.6917	25.3756	1.17E-05	2.07E+05	0.3	35.269	253.633	237.967	0.637	331.705	93.738	1
25000	0.0056	0.6672	5.1080	0.0303	0.4588	0.1389	41.5442	0.2615	24.5209	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.603	252.671	237.270	0.937	362.118	124.848	1

## TITIK KOROSI 7

Simulasi = 25000 pof = 0.00032  
 sukses = 24992 keandalan = 0.99968  
 gagal = 8

Percobaan	2t	Rand	pi	Rand	pe	Rand	ti	Rand	to	$\alpha$	E	v	sl	sh	se	Rand	0.9smys	mk	Status
1	0.0057	0.4173	4.9478	0.9813	0.6554	0.1718	41.6023	0.2608	24.5192	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.656	229.999	217.494	0.073	285.085	67.591	1
2	0.0057	0.4056	4.9403	0.4968	0.5516	0.4000	41.8936	0.1117	24.0870	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.452	235.156	222.702	0.262	306.202	83.500	1
3	0.0057	0.2456	4.8279	0.8241	0.5983	0.3596	41.8490	0.0986	24.0328	1.17E-05	2.07E+05	0.3	24.873	226.637	215.280	0.748	339.928	124.648	1
4	0.0057	0.9057	5.3286	0.1185	0.4932	0.6461	42.1574	0.2293	24.4440	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.859	259.093	243.542	0.374	314.397	70.856	1
5	0.0057	0.8403	5.2489	0.9005	0.6158	0.7329	42.2611	0.6058	25.2012	1.17E-05	2.07E+05	0.3	33.189	248.253	233.435	0.383	314.989	81.554	1
24996	0.0057	0.5576	5.0362	0.8244	0.5983	0.8137	42.3745	0.5737	25.1394	1.17E-05	2.07E+05	0.3	29.628	237.796	224.454	0.927	360.159	135.705	1
24997	0.0057	0.6875	5.1222	0.1643	0.5035	0.2914	41.7693	0.9975	27.1091	1.17E-05	2.07E+05	0.3	38.765	247.482	230.557	0.232	303.799	73.242	1
24998	0.0057	0.2814	4.8553	0.7562	0.5865	0.2631	41.7337	0.2734	24.5481	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.029	228.735	216.490	0.798	344.225	127.735	1
24999	0.0057	0.8600	5.2701	0.8485	0.6032	0.7184	42.2429	0.6917	25.3756	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.199	250.066	234.842	0.637	331.705	96.863	1
25000	0.0057	0.2115	4.7997	0.4005	0.5395	0.4701	41.9685	0.3711	24.7533	1.17E-05	2.07E+05	0.3	26.819	228.275	216.118	0.355	313.106	96.988	1

## TITIK KOROSI 7

Simulasi = 25000 pof = 0.00036  
 sukses = 24991 keandalan = 0.99964  
 gagal = 9

Percobaan	2t	Rand	pi	Rand	pe	Rand	ti	Rand	to	$\alpha$	E	v	sl	sh	se	Rand	0.9smys	mk	Status
1	0.0056	0.4173	4.9478	0.9813	0.6554	0.1718	41.6023	0.2608	24.5192	1.17E-05	2.07E+05	0.3	28.392	232.451	219.636	0.073	285.085	65.449	1
2	0.0056	0.4056	4.9403	0.4968	0.5516	0.4000	41.8936	0.1117	24.0870	1.17E-05	2.07E+05	0.3	28.204	237.662	224.891	0.262	306.202	81.311	1
3	0.0056	0.2456	4.8279	0.8241	0.5983	0.3596	41.8490	0.0986	24.0328	1.17E-05	2.07E+05	0.3	25.598	229.053	217.387	0.748	339.928	122.542	1
4	0.0056	0.9057	5.3286	0.1185	0.4932	0.6461	42.1574	0.2293	24.4440	1.17E-05	2.07E+05	0.3	35.687	261.855	245.961	0.374	314.397	68.437	1
5	0.0056	0.8403	5.2489	0.9005	0.6158	0.7329	42.2611	0.6058	25.2012	1.17E-05	2.07E+05	0.3	33.983	250.900	235.753	0.383	314.989	79.237	1
24996	0.0056	0.5576	5.0362	0.8244	0.5983	0.8137	42.3745	0.5737	25.1394	1.17E-05	2.07E+05	0.3	30.388	240.331	226.670	0.927	360.159	133.488	1
24997	0.0056	0.6875	5.1222	0.1643	0.5035	0.2914	41.7693	0.9975	27.1091	1.17E-05	2.07E+05	0.3	39.556	250.121	232.876	0.232	303.799	70.923	1
24998	0.0056	0.2814	4.8553	0.7562	0.5865	0.2631	41.7337	0.2734	24.5481	1.17E-05	2.07E+05	0.3	27.760	231.173	218.619	0.798	344.225	125.606	1
24999	0.0056	0.8600	5.2701	0.8485	0.6032	0.7184	42.2429	0.6917	25.3756	1.17E-05	2.07E+05	0.3	34.998	252.732	237.177	0.637	331.705	94.528	1
25000	0.0056	0.4390	4.9616	0.9139	0.6198	0.5894	42.0949	0.9233	26.0707	1.17E-05	2.07E+05	0.3	31.757	235.126	220.966	0.924	359.674	138.708	1

# HASIL PERHITUNGAN KEANDALAN PADA SEMUA TITIK KOROSI

Titik Korosi	sisa ketebalan (m)	Peluang Gagal	Keandalan
1	0.0028242	0.00032	0.99968
2	0.0028442	0.00032	0.99968
3	0.0028442	0.00032	0.99968
4	0.0028342	0.00032	0.99968
5	0.0028442	0.00032	0.99968
6	0.0028042	0.0004	0.9996
7	0.0028442	0.00032	0.99968
8	0.0028142	0.00036	0.99964



## BIODATA PENULIS



Dimas Wahyu Arie Chandra, anak pertama dari dua bersaudara ini lahir di Sidoarjo pada tanggal 10 Oktober 1992. pendidikan formal penulis dimulai dengan menyelesaikan jenjang Pendidikan Dasar di SDN Medaeng III pada tahun 2005. Kemudian menyelesaikan jenjang Pendidikan Menengah di SMPN 1 Taman Sidoarjo pada tahun 2008 dan SMAN 1 Taman Sidoarjo pada tahun 2011. Setelah lulus, penulis melanjutkan ke jenjang Pendidikan Tinggi Strata 1 di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya melalui jalur SNMPTN Undangan dan terdaftar sebagai mahasiswa dengan NRP 4311100005. Selama menempuh masa perkuliahan penulis sempat aktif di beberapa organisasi kemahasiswaan dan kepanitiaan. Dalam bidang organisasi kemahasiswaan, penulis pernah mendapatkan amanah sebagai staf Departemen Dalam Negeri HIMATEKLA FTK ITS periode 2012-2013 dan Staf Ahli Departemen Dalam Negeri HIMATEKLA FTK ITS periode 2013-2014. Sedangkan dalam bidang kepanitiaan penulis pernah menjadi panitia pelepasan wisudawan dan wisudawati ke-103, 104, 105, dan 106. Selain itu, penulis juga pernah menjadi anggota panitia Ocean Engineering Exhibition and Art Competition (OCEANO) 2012 dan menjadi ketua panitia Ocean Engineering Exhibition and Art Competition (OCEANO) 2013. Untuk pengalaman Praktik Kerja Lapangan, penulis pernah berkesempatan melaksanakannya di PT. Zee Indonesia pada bulan Januari 2015 dan di PT. Mitraartha Gema Pertiwi, NDT Inspection, pada bulan Agustus 2015. Selama masa studi, penulis sangat tertarik dengan bidang ahli keandalan dan resiko bangunan laut sehingga dalam Tugas Akhir yang diambil berhubungan dengan *offshore pipeline* dengan fokus mekanika kepecahan dan keandalan struktur.